

国内致密砂岩气开发项目经济评价和 财税扶持政策研究

杨震¹ 孔令峰¹ 杜敏² 赵晨晖³

1. 中国石油天然气集团公司 2. 中国石油规划总院 3. 中国石油海洋工程有限公司

杨震等. 国内致密砂岩气开发项目经济评价和财税扶持政策研究. 天然气工业, 2016,36(7):98-109.

摘 要 我国致密砂岩气(以下简称致密气)资源丰富,鄂尔多斯盆地苏里格气田、四川盆地上三叠统须家河组气藏等均属于典型的致密气藏。近 10 年来,国内致密气实现了快速增储上产,但由于我国致密气藏一直被按照常规天然气藏进行管理,缺乏有效的财税扶持和政策支持,致密气持续增产潜力明显受到制约,以苏里格气田为代表的致密气开发项目也长期未能取得盈利,自 2015 年以来产量已出现稳中趋降的苗头。为此,提出致密气开发项目应采用新的经济评价方式:要结合开发生产的特点,核定产量递减率、单井经济寿命等关键参数,采用产量法计提折旧,并考虑气井增压生产和间歇开井导致操作成本上升等问题。采用新的经济评价方式所得的结果显示,苏里格气田致密气开发项目收益水平远低于企业资金成本水平。结论认为:为了支持国内致密气产业可持续发展,建议相关部门尽快出台增值税先征后退政策,将致密气产地省份非居民用天然气门站价格恢复到公平合理水平,同时给予财政补贴 0.24 元/m³;或者在现行门站价格基础上直接给予财政补贴 0.32 元/m³。扶持政策的实施将直接带来增量税费收入,基本不会增加财政负担,而且能够显著降低国内天然气的消费成本。

关键词 中国 致密砂岩气 开发项目 经济评价 苏里格气田 门站价格 资金成本 增值税先征后退 财政补贴

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2016.07.015

Economic evaluation on tight sandstone gas development projects in China and recommendation on fiscal and taxation support policies

Yang Zhen¹, Kong Lingfeng¹, Du Min², Zhao Chenhui³

(1. China National Petroleum Corporation, Beijing 100007, China; 2. PetroChina Planning and Engineering Institute, Beijing 100083, China; 3. CNPC Offshore Engineering Co., Ltd., Beijing 100028, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 36, ISSUE 7, pp.98-109, 7/25/2016. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: China is rich in tight sandstone gas resources ("tight gas" for short). For example, the Sulige Gasfield in the Ordos Basin and the Upper Triassic Xujiahe Fm gas reservoir in the Sichuan Basin are typical tight gas reservoirs. In the past decade, tight gas reserve and production both have increased rapidly in China, but tight gas reservoirs are always managed as conventional gas reservoirs without effective fiscal, taxation and policy supports. The potential of sustainable tight gas production increase is obviously restricted. The tight gas development projects represented by the Sulige Gasfield have failed to make profit for a long period, and especially tight gas production has presented a slight decline since 2015. In this paper, a new economic evaluation method was proposed for tight gas development projects. The new method was designed to verify the key parameters (e.g. production decline rate and single-well economic service life) depending on tight gas development and production characteristics, and perform the depreciation by using the production method. Furthermore, the possibility that the operation cost may rise due to pressure-boosting production and intermittent opening of gas wells is considered. The method was used for the tight gas development project of Sulige Gasfield, showing that its profit level is much lower than the enterprise's cost level of capital. In order to support a sustainable development of tight gas industry in China, it is recommended that relevant authorities issue value-added tax (VAT) refund policy as soon as possible. It is necessary to restore the non-resident gas gate price of the provinces where tight gas is produced to the fair and reasonable level in addition to the fiscal subsidy of RMB0.24 yuan/m³, or offer the fiscal subsidy of RMB0.32 yuan/m³ directly based on the on-going gate price. With these support policies, tax income is expected to rise directly, fiscal expenditure will not increase, and gas consumption cost in China will be significantly cut down.

Keywords: China; Tight sandstone gas; Development project; Economic evaluation; Sulige Gasfield; Gate price; Cost of capital; Value-added tax (VAT) refund; Fiscal subsidy

作者简介: 杨震, 1968 年生, 高级经济师; 主要从事国内外油气勘探开发、新能源、发展战略和规划、投资管理等方面的研究工作。
地址:(100007)北京市东城区东直门北大街 9 号。ORCID:0000-0002-7240-2098。E-mail:yangzhen@cnpc.com.cn

国内将致密砂岩气定义为：赋存于覆压基质渗透率小于或等于 0.1 mD 的砂岩类气层中的天然气资源^[1]，通常简称为致密气。由于致密气资源品位低、开发成本高且单井产量低、递减快，上产不易稳产更难，国内天然气价格又长期受到管制，致密气开发项目的实际经济效益远低于常规天然气。目前，储量品位相对较高的致密气“甜点区”资源大多已投入开发，形成了较大的产量规模；而大量剩余未动用储量品位较低，很难达到规模开发技术经济界限，行业投资积极性不高，致密气稳产、增产压力很大。如果继续将致密气等同于常规天然气进行管理，缺乏有效的财税扶持政策支持，致密气持续增产潜力将受到明显制约。目前，相关部门正在积极研究制定致密气产业扶持政策。为此，笔者在此进一步探讨致密气开发项目的技术经济界限，以实例分析为基础完善项目经济评价方法和参数，客观评价致密气开发项目的效益，以期为致密气产业扶持政策的出台提供量化测算依据。

1 我国致密气勘探开发现状

1.1 2006—2014 年致密气实现了快速增储上产

根据最新估算，中国致密气技术可采资源量为 $9 \times 10^{12} \sim 13 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[2]，约为常规天然气技术可采资源量的 29% ~ 48%^[3]。近 10 年来，得益于国内天然气市场旺盛的需求、勘探开发关键工程技术的持续进步，以及持续高油价下对天然气提价预期的驱动，致密气实现了快速增储上产^[2]，新增探明地质储量约占同期天然气总新增探明地质储量的 45%；2014 年致密气产量已达到国内天然气总产量的 27%，接近常规天然气产量的 40%^[3]。

国内致密气大规模勘探开发始于鄂尔多斯盆地苏里格气田。苏里格气田发现于 2000 年，其“低渗、低压、低丰度”等特点导致单井控制储量少、产量低、递减快，早期试采效果不理想，直到 2006 年才开始投入规模开发。自 2008 年以来，随着直井分层压裂、水平井分段压裂等技术的推广应用，苏里格气田储量和产量都实现了快速增长。同期，在四川盆地上三叠统须家河组，准噶尔、塔里木等盆地侏罗系，松辽、渤海湾等盆地深层致密气藏勘探开发也都获得了突破^[4]。从 2011 年开始，国内正式引入了致密气的概念，将致密气与低渗透常规天然气区别对待。截至 2014 年底，国内已累计探明致密气地质储量超过 $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，2014 年致密气总产量达到 $360 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，其中，

鄂尔多斯盆地致密气产量约 $280 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，是近年来致密气增储上产的主力。

1.2 国内致密气一直按照常规天然气进行管理

2014 年颁布的国家标准^[1]明确了致密气井和致密气层的认定条件：①目的层段所有取心井岩样覆压基质渗透率（不包括裂缝渗透率）中值小于或等于 0.1 mD；②目的层段所有致密砂岩气井数与所有气井数之比应大于或等于 80%。虽然国内油气行业已经认定苏里格气田和四川盆地须家河组气藏是典型的致密砂岩气藏^[4-8]。然而致密气“甜点区”也有高产井出现，国家能源管理部门仍在质疑“甜点区”是否属于致密气，迟迟未将致密气按照非常规天然气进行管理。其实，国内已经将致密气储层覆压基质渗透率和常压空气渗透率的关系、“甜点区”高产因素、致密砂岩气藏详细认定条件进行了充分的专业研究，专业层面已经不存在争议。

国内很少在实验室测量原始覆压条件下岩心基质渗透率，通常采用常压空气渗透率评价储层，研究认为砂岩覆压渗透率值约低于常压空气渗透率一个数量级^[8-13]。裂缝发育程度对砂岩渗透率贡献很大^[14-15]，是致密气“甜点区”能够实现较高产量的关键因素。在未剔除裂缝渗透率的情况下，苏里格气田、大牛地气田和四川盆地须家河组气藏覆压渗透率小于 0.1 mD 样品比例超过 80%^[5,8,16-17]，而且覆压渗透率中值小于 0.1 mD^[15-19]，符合国家标准致密气层认定条件，均属于致密砂岩气藏。

1.3 2015 年以来致密气产量显现稳中趋降苗头

2004 年以来，国内天然气市场进入快速发展阶段，但天然气价格长期受到政府定价管制，价格远远低于其价值，在国际原油价格持续高企的背景下大幅催涨了天然气需求，促进了国内致密气、煤层气等高成本非常规天然气资源的勘探开发，开采企业勉强依靠原油业务利润弥补天然气业务亏损。直到 2013 年 6 月，国家才开始逐步上调天然气价格^[20]。原计划 2015 年底实现存量气和增量气价格并轨，但 2014 年 6 月以来，国际市场原油价格快速走低，国内天然气实际结算价格尚未来得及上调，相关部门就于 2015 年 2 月和 11 月连续两次快速大幅下调了非居民天然气价格^[21-22]，天然气市场价格预期进一步走低，对致密气开发形成较大压力。

2015 年下半年以来，受到国内天然气市场价格预期继续走低、现有气井产量递减、油气企业缩减投资规模等因素的影响，国内致密气产量增长乏力，

开始稳中趋降。由于苏里格、大牛地等主力气田整体进入稳产阶段，每年都需要投入大量新井以弥补产量递减，量价不增，效益下降；四川盆地中部须家河组气藏产量进一步递减；神木、子洲—米脂、长岭登娄库组气藏虽有一定的增产潜力，但总体规模不大。2015年国内致密气总产量未见明显增长，而主力气田已现产量下降的苗头，苏里格气田产量已从2014年的 $235.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 下降到2015年的 $233.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，同比下降了0.6%。鉴于已探明致密气储量“甜点区”大多已投入开发，剩余未动用储量品质更差，开发成本更高，致密气开发项目亏损预期加大，企业投资意愿进一步降低。国内致密气对外合作项目面临同样的问题，包括鄂尔多斯盆地苏里格南区块和四川盆地金秋区块，外方合同者投资节奏已经放缓，投资意愿趋于下降。

2 致密气开发项目经济评价

致密气开发与页岩气较为相似，属于技术和资金密集型项目，技术要求和单位产能投资远高于常规天然气。致密气开发生产特点也与常规天然气差异较大，经济评价方法与参数需要进行针对性地选择和调整。目前，国家相关部委仍对致密气开发效益存在争议，质疑油气企业为什么能在不盈利情况下将致密气产量快速提高到 $360 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的规模。要客观解答这个疑问，需要在技术和经济两个方面进行综合举证，按照致密气开发生产特点，探索科学适用的经济评价方法，合理选择评价参数，结合实例分析典型致密气开发项目的经济效益，对现有致密气开发项目和新增开发项目分别进行财务分析。

2.1 致密气开发生产特点

致密气成藏特征和开发方式与常规天然气差异很大。致密气储层的低孔隙度、低渗透率特性导致气井一般无自然产能或产量达不到工业产量水平，需要经过压裂改造形成“人工气藏”，具有鲜明的“一井一藏”特点，单井控制可采储量规模取决于压裂改造规模和储量丰度。致密气通常采取井口定压方式开采，初期产量取决于生产压差和单井控制可采储量规模，大多采用放大生产压差方式生产，初期产量相对较高，但递减较快，中后期递减趋缓，维持低产时间相对较长。直井通常初期实施井下节流，水平井需要配套地面加热炉，中后期实施集气站集中增压或井口增压。由于单井没有稳产期，通常采用井间接替方式保持区块稳产。美国致密气开发侧

重寻找裂缝发育带作为开发目标，广泛应用层状砂岩气藏直井分层压裂、块状砂岩气藏大型压裂和水平井分段改造工艺，推广小井眼和欠平衡钻井技术，适时实施井网加密提高采收率，尽可能降低开发投资，提高项目经济性^[23]。

国内以苏里格气田和四川盆地须家河组气藏为代表的典型致密气田与美国致密气田成藏特征差异较大^[5]，主要表现在美国致密气储层分布稳定、厚度大，埋藏较浅，孔隙度、含气饱和度较高；国内致密气储层纵向层位跨度大、横向分布规律差异大、非均质性较强，埋藏较深，厚度相对较小，含气饱和度不高，而且普遍含水。其中，苏里格气田是由数万个相对独立的微小岩性气藏组成的集合体，单个气藏气柱高度低、储量规模小，平均储量丰度仅 $0.97 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ；再加上储层异常低压的因素^[24]，单井控制天然气可采储量较少，单井产量较低，累积产量较少。大川中地区^[25-26]须家河组气藏埋深较深，气水关系较为复杂，气井产量递减很快，建产难度较大，2013年以后投产新井较少，年产量已从最高的 $19 \times 10^8 \text{ m}^3$ 快速递减到 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以下。

2.2 现有致密气开发项目经济评价

致密气开发项目经济评价属于投资项目财务评价范畴，基本模式可以沿用常规气田开发项目经济评价方法，主要采用现金流量法测算财务内部收益率、投资回收期、财务净现值等指标，但是关键评价参数选择和确定存在很大差异。由于致密气开发项目通常采用勘探开发一体化或滚动建产模式，其产量曲线和现金流曲线特征与常规气田开发有很大不同，折旧计提需要从直线法改为产量法，单井产量递减规律和累积产量预测难度较大，中后期面临增压方式选择问题，项目评价期由单井经济寿命和地面系统能力共同决定。致密气开发项目全生命周期通常可分为自然能量开采、集中增压开采和负压开采3个阶段^[27]，但第一阶段时间很短，绝大多数产量在增压开采期产出^[28]；第二个阶段需要实施集气站集中增压，新增投资一般纳入项目整体评价；第三阶段需要实施井场二次集中增压或单井增压，通常单独开展增量效益评价。项目建设投资、产量、出厂价格、递减率、评价期、税费水平、操作成本、增压成本、弃置产量和弃置成本等关键评价参数需要结合项目实例和产业政策预期进行综合确定，需要结合实例分析校验关键参数，不断优化完善评价模型。致密气开发项目可以按照单井开展经济评价，也可以按

照平台开展经济评价,但通常强调区块滚动开发规模效益,多以区块为单位开展评价。

苏里格气田中区M区块为最早投入规模开发的“甜点区”主力区块之一,经历了苏里格气田勘探开发建设全过程,具有较强的代表性。可以M区块现有产能为基础,搭建致密气开发项目经济评价模型(不包括负压开采阶段),综合开展经济效益实证分析。

2.2.1 评价范围

M区块位于苏里格气田中部,致密气资源品位较高,开发目的层平均厚度大于9 m,平均孔隙度为9%,平均渗透率(地面空气渗透率)为0.65 mD,含气饱和度约为68%,平均地质储量丰度为 $1.34 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,属于典型的“甜点区”。M区块按照勘探开发一体化模式进行滚动开发,气井以直井丛式井组为主,投产初期进行井下节流,单井串接集气,套压降至6 MPa以下后在集气站进行集中增压,输至处理厂集中处理、统一销售。2006—2014年,M区块累计投入勘探开发资金121亿元;合计建成井口产能 $46.8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,年产量从 $0.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 逐步增长到 $22.7 \times 10^8 \text{ m}^3$,实际出厂价格从0.62元/ m^3 增长到1.25元/ m^3 ;由于老井递减因素,2014年底标定井口产能 $23 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,已经全面实施集中增压开采;2015年实现产量 $20.7 \times 10^8 \text{ m}^3$,综合递减率约为23%。

M区块评价范围确定为2006—2014年全口径勘探开发投资对应的全部气井和地面设施,不考虑2015年及以后需补打的新井和配套集气设施,也不包括拟实施的集气站二次集中增压或单井增压。

2.2.2 评价期和产量预测

根据M区块各年度批次投产新井产量递减曲线与区块产量曲线进行拟合分析,单井平均第1年递减率约为30%,第2年约为25%,第3年约为20%,从第4年开始递减趋缓,第10年递减率降为约10%后趋稳,预计第15年末弃井,区块生产期截止到2029年。

苏里格气田中区多个区块开展过项目后评价^[29],可以验证上述递减率和生产期参数。直井前3年年均递减率介于22%~26%,预测生产期约为15年。从苏里格气田中区某试采区块2002—2003年投产老井放压生产情况看^[28],生产初期递减率约为30%,气井一般生产2年后因为井口油压过低或产量低于携液流量而转入间歇生产^[30];2015年日均开井率已降至54%,个别井已经弃井,在产井平均日产气量 $2\,500 \text{ m}^3$,按开井率折算单井平均日产量为 $1\,350 \text{ m}^3$,

接近设计废弃产量 $1\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 水平;预计单井开井时率将越来越低,到第15年末弃井。当井口油压低于1 MPa后需要在集气站进行二级增压,或者进行井场或单井增压^[31];当井口油压低于0.3 MPa将面临弃井^[32],其中部分气井可能由于产量过低、开井时率过低、出水量过大或气价过低等原因,导致单位操作成本过高而弃井。从苏里格气田整体来看,投入规模开发仅10年时间,已有部分老井由于压力较低转为间歇开井生产,少量压力较低、出水严重气井已经关井,2015年以累计投产井为基数计算日均开井率约80%。

按照上述递减率数据,考虑生产中后期开井时率降低等因素,预测M区块2015—2029年产量将从 $17.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 递减到 $2.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。项目总评价期为2006—2029年,其中2006—2014年为建产上产阶段,2015—2029年为自然递减阶段,单井生产期为15年。

2.2.3 成本费用计算

致密气单位操作成本受产量影响较大,一般情况下,初期高产时较低,中后期受到产量快速递减影响明显升高。尤其是转入二次集中增压、间歇开井阶段后,需要实施排水采气,单位操作成本会大幅升高。M区块2006—2015年单位操作成本选取苏里格气田实际平均全口径操作成本,涵盖了从井口采出到净化厂(处理厂)出厂整个流程;2016年以后进入自然递减阶段,单位操作成本按照每年递增5%考虑。

资产折耗计提不宜采用常规气田开发项目的直线法计提方式。致密气生产与页岩气较为类似,资产折耗计提应参照页岩气开发项目的产量法^[33]。按照上述单井产量递减率参数,单井前10年将采出预测最终可采储量的86%。考虑到单井生产10年后关井风险明显增大,为确保10年内实现资产折耗足额计提,M区块选取预测最终可采储量的80%作为计算基础。

弃置费用主要是气井、集输和处理设施弃置费用,按照建设投资的10%考虑;处理设施投运已超过20年,残值取值为0;年均大修费用按照地面资产净值的2.5%计提。

2.2.4 销售收入计算

M区块2006—2015年所产天然气按照实际出厂价格计算,2016—2029年以国家限定的内蒙古自治区非居民天然气最高门站价格1.34元/ m^3 为基础测算M区块天然气出厂气价约1.26元/ m^3 (含增值税)^[22]。根据苏里格气田多年开发生产实际情况,开发井成功

率取值 95%，商品率取值 95%。致密气开发项目税费主要包括资源税、增值税、城市维护建设税、教育费附加和所得税等，其中资源税执行低丰度气田开发项目优惠税率 4.91%，所得税继续执行西部大开发所得税率 15%，增值税及其他执行常规气田开发项目税率。

2.2.5 财务分析结果

按照上述参数，苏里格气田 M 区块截至 2029 年底，将累计生产天然气 $210 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，实现销售收入 242 亿元，但税后财务内部收益率仅 1.6%，勉强实现盈亏平衡（图 1），收益水平远低于企业资金成本水平。

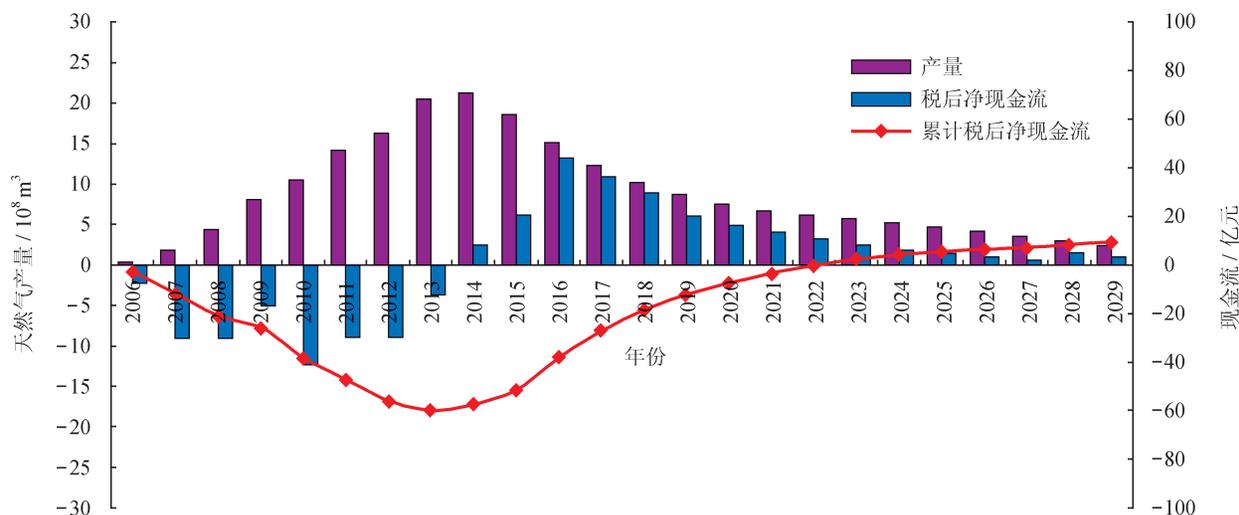


图 1 苏里格气田 M 区块现金流量图（自然递减方案）

项目亏损的主要原因是 2015 年及以后天然气涨价预期落空，国家管制门站价格比预期降低了 $0.7 \text{ 元}/\text{m}^3$ ^[21-22]，导致苏里格气田 M 区块出厂价格大幅降低，消除了赢利空间。如果国家参照煤层气开发项目，对今后致密气开发项目持续给予增值税先征后退、财政补贴 $0.3 \text{ 元}/\text{m}^3$ 等扶持政策^[34-35]，项目有望实现税后财务内部收益率 7.2%，略高于企业资金成本水平，仍低于非常规天然气开发项目 8% 基准收益率要求，其主要原因是 2015 年以前天然气价格过低，亏损额度过大。即使 2016 年开始国家出台政策扶持，但项目产量高峰期已过，2016 年及以后累积产量仅为项目总产量的 45%，财政补贴对项目整体效益的改善能力有限。

2.3 新增致密气开发项目经济评价

要综合评价致密气开发项目的经济性，还需要评价未来新增致密气开发项目的经济性。考虑到苏里格气田 2015 年开始整体进入稳产阶段，新增产能将主要来自已开发区域井间接替和未开发区域的区块接替。上述苏里格气田 M 区块评价模型中，直井单井平均最终累积产量接近 $2400 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，与苏里格气田中区苏 6 区块 28 口试采老井基于动态储量预

测的最终累积产量基本一致^[36]。但剩余未动用储量孔渗条件明显变差^[37]，储量丰度较低，开发成本将明显升高，经济性上存在较大不确定性，需要整体评价 M 区块稳产项目的经济性。

设定 M 区块在 2015 年产量基础上稳产 20 年，则稳产项目整体包括 2006—2015 年建产阶段、2016—2035 年稳产接替阶段和 2035 以后的自然递减阶段。产能接替区域平均地质储量丰度约为 $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ，同等技术条件下平均单井预测最终累积产量将降低到约 $1920 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，与苏里格气田 2012 年以来投产新井的平均单井预测最终累积产量持平^[38]。仍以上述 M 区块单井递减率为基础，计算稳产期每年需要补充的新井产能约 $4.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。由于接替气井产量降低，有效寿命缩短，预测 M 区块最终废弃时间为 2045 年，M 区块稳产项目整个评价期为 2006—2045 年。

M 区块稳产项目产量预测、成本费用计算、销售收入计算和操作成本取值等继续沿用上述方法，开发井成功率、商品率、相关税率、残值率等评价参数相同。由于地面集输管网和处理厂服役期较长，需要适当考虑大修费用，取其建设投资的 30%，从进入

稳产期开始计提使用。2017年以后天然气出厂气价仍按照1.26元/m³(含增值税)考虑,预计M区块2006—2035年将累计投资395亿元,2006—2045年累计生产天然气671×10⁸m³,实现销售收入704亿

元,项目将持续亏损(图2),税后财务内部收益率为-6.1%,累计净现金流-50.5亿元。项目亏损主要原因是新增产量来自更低品位的致密气储量,其单位产量完全成本已高于出厂气价。

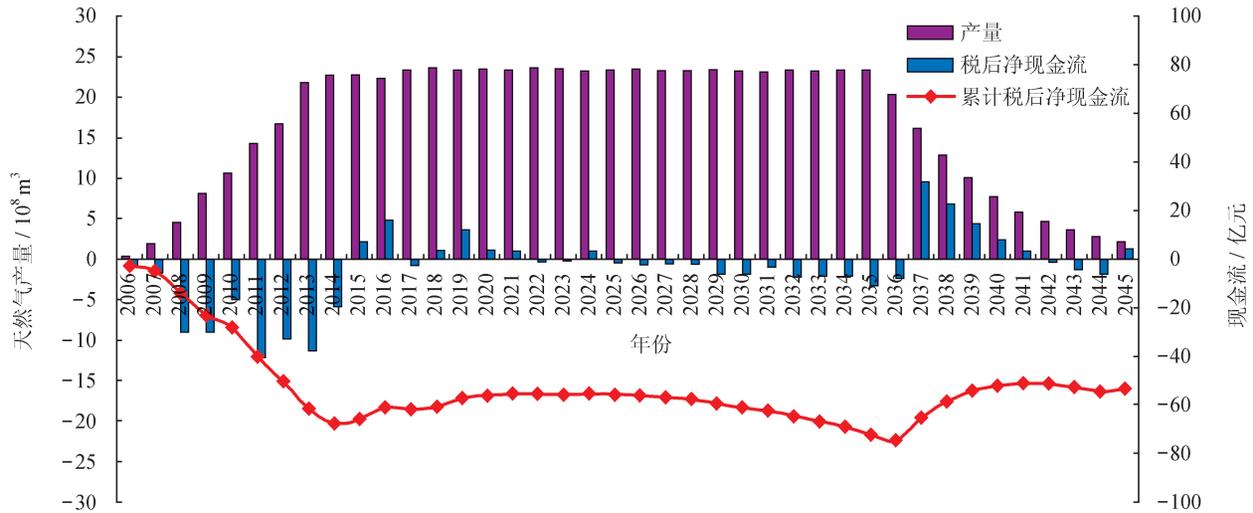


图2 苏里格气田M区块现金流量图(20年稳产方案)

长期来看,国内油气开采企业自有资金成本仍将维持在5.5%以上^[39],若考虑上市公司分红因素,其加权资本成本也难以降到7%以下^[40]。致密气开发项目工程难度和投资风险都大于常规天然气^[41],再考虑一定的通胀率水平和天然气价格管制等不确定性因素,国内将致密气开发项目税后财务基准收益率设定为8%^[42],对企业吸引力很小。

3 致密气勘探开发财税扶持政策研究

从上述苏里格气田M区块经济评价案例可见,致密气勘探开发在投资经济性方面较差,与煤层气^[38,43]和页岩气类似^[33]。开采企业仅仅依靠持续推进技术进步和管理创新,已不足以从根本上改善更低品位致密气资源的开发效益。致密气在我国属于清洁能源领域的战略新兴产业,目前仍处于产业发展早期,应借鉴美国非常规天然气发展经验,出台适当的财税政策加以扶持。

3.1 美国非常规天然气发展扶持经验

美国非常规天然气革命起步于致密气,包括解除天然气价格管制、财税扶持、技术创新激励等一系列政策,促进了非常规天然气产业的快速发展^[44-48]。其中,扶持作用最大的是税收补贴政策,即1980年颁布的《能源意外获利法》第29条所规定,对煤层气、

页岩气和致密气等非常规能源开发直接给予税收补贴。刚开始税收补贴标准是3美元/桶油当量,折合2.8美分/m³,补贴标准随通胀情况进行调整,但刚开始时对致密气补贴标准不予调整^[46];到1992年,对煤层气和页岩气的税收补贴标准已提高到3.3美分/m³。1985—1991年期间,由于致密气补贴标准一直没有提高,新钻井数量持续降低,直到1991年明确致密气税收补贴标准享受同等调整政策后,致密气新钻井数量才扭转跌势,重新恢复增长(图3)。

1979—1991年,美国非常规天然气税费减免额相当于井口价格的27%~62%,平均约为40%^[46]。另据统计,20世纪80年代到90年代,美国非常规天然气税费减免额占生产成本的30%以上^[44]。该税收补贴政策出台后经过多次延期,直到2002年底才结束,共施行了20多年时间,极大地提高了企业积极性,不仅致密气产量连续10年继续保持增长,也成功激发了“页岩气革命”。

3.2 我国致密气产业发展扶持政策分析

上述苏里格气田M区块稳产案例已经表明,在目前价格水平下,苏里格气田稳产不具备可持续性。2014年以前,国际油价高企,国内油气开采企业可用原油开采业务利润内部补贴致密气亏损;2015年初以来,国际油价已跌破国内原油上游业务盈亏平衡点,未来一段时期国内原油上游业务获得高额利

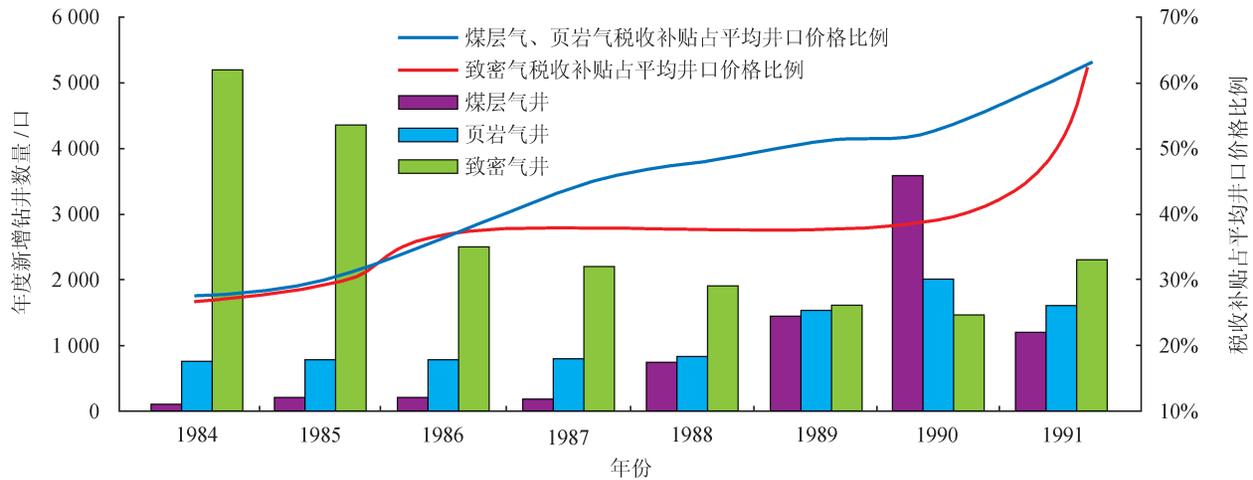


图3 美国1984—1991年非常规天然气税收补贴与新钻井情况图

润的可能性较低，企业已无法承担致密气业务亏损。苏里格气田一旦无法保持稳产，致密气产量难以继续增长，势必影响到国内天然气产量增长潜力，导致对外依存度进一步升高，不利于平抑进口天然气价格。

长期以来，国内油气开采行业税负一直较重，2011年资源税改革进一步加重了税负，对高成本的非常规油气勘探开发更加不利。以苏里格气田为例，油气田企业和工程技术服务企业共需要缴纳资源税、增值税等税费占致密气销售价格比例高达30%^[29]，税费负担过重是苏里格气田开发未能实现盈利的主要原因之一，致密气产业要实现可持续发展首先需要减税。国家已对低丰度气田开发资源税减征20%，进一步免征资源税也不利于促进企地和谐。因此建议优先对致密气开发给予增值税先征后退或即征即退政策。

长期的天然气价格管制已经对国产天然气生产造成了一定的伤害，2015年国内天然气总产量仅为 $1.312.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，增速已降至1%以下^[49]。2015年11月最新发布的天然气价格市场化改革成果中^[22]，以国际原油价格60美元/bbl（1 bbl=0.159 m³）、美元兑人民币汇率6.8为基础，按照市场净回值方法^[50]计算陕西和内蒙古门站价格为1.79元/m³（含增值税），考虑天然气输出省份和西部大开发因素适当下调了0.35元/m³后，又进一步下调0.1元/m³，降至1.34元/m³（含增值税），进一步消除了致密气的盈利空间。长期过低的天然气价格，不仅会极大挫伤开采企业的投资积极性，更加不利于非常规天然气的开发利用，甚至会影响整个天然气产业发展^[51]。而在致密气产地，即使政策允许非居民天然气门站价格可以上浮20%，但上浮的可能性极小。

即便将致密气产地省份天然气门站价格恢复到公平合理价格，即找回不合理下调的0.1元/m³，恢复到1.44元/m³（含增值税），再参照煤层气给予致密气开发项目增值税先征后退（即征即退）政策，上述苏里格气田M区块稳产项目仅能够实现税后财务内部收益率4.8%，仍低于企业加权资本成本，也远低于8%的行业基准收益率；按照8%的行业基准收益率，反算致密气财政补贴标准为0.24元/m³。如果不能恢复公平合理的天然气门站价格，上述苏里格气田M区块稳产项目将持续亏损，项目累计净现金流为-10.7亿元；按照8%的行业基准收益率，反算致密气财政补贴标准为0.32元/m³，与目前执行的煤层气和页岩气财政补贴标准基本持平。因此，建议国家出台致密气产业扶持政策有两项：①出台增值税先征后退（即征即退）政策；②将致密气产地省份天然气门站价格恢复到公平合理水平即1.44元/m³（含增值税），并给予财政补贴0.24元/m³，或者在现行门站价格继续管制基础上直接给予财政补贴0.32元/m³。借鉴美国相关经验，建议政策施行期限为20年。

3.3 财税政策扶持效果分析

扶持致密气开发在投资、生产和储运等环节均能够给政府带来大量税费收入，基本不会增加财政负担。以苏里格气田2015年产量 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$ 为基础稳产20年为例，2016—2035年稳产期间每年需要补充大量气井，新增井口产能 $52 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 、新增勘探开发投资130亿元。预计2016—2045年整个开发生产期内，将新增动用致密气地质储量 $1.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，新增致密气产量 $4.330 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，其中2016—2035年稳产期内新增致密气产量 $3.479 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占比

80.3%。也就是说,在 20 年政策扶持期内,年均致密气产量为 $231.8 \times 10^8 \text{ m}^3$,按照合理门站价格 1.44 元 / m^3 (含增值税)、增值税先征后退和 0.24 元 / m^3 补贴标准,国家财政年均需要支出补贴金额 52.9 亿元、增值税退税 24.2 亿元,支出合计 77.1 亿元,而致密气开发生产将直接增加政府税费年均约 76.6 亿

元(表 1),其中投资环节 11.9 亿元、生产环节 58.1 亿元、储运环节 6.6 亿元,财政收支基本平衡。致密气开发生产还将在工程材料生产和装备制造环节、天然气下游利用等环节促进政府税费收入,并通过援建、扶贫等方式支持地方基础设施建设,促进财政增收减支。

表 1 财税扶持政策增量税费计算表

税(费)种类	主要计算参数				年均增加税费 / 亿元
	年均增加投资 / 亿元	年均增加产量 / 10^8 m^3	税(费)率	气价 / (元 · m^3)	
投资环节	130		6%		7.0
城建税和教育费附加			增值税的 8%		0.6
所得税			15%		1.8
征地费用			10 万元 / 口		2.5
小计					11.9
生产环节		174	4.91%	1.21	10.3
增值税			13%		22.0
城建税和教育费附加			增值税的 8%		2.1
所得税			15%		9.5
上缴国营资本收益			20%		12.7
地方其他收费					1.5
小计					58.1
储运环节				0.3	5.5
城建税和教育费附加			增值税的 8%		0.4
所得税			15%		0.7
小计					6.6
合 计					76.6

注:气价不含增值税

苏里格气田所在的鄂尔多斯盆地是目前国内最大的天然气产区,具有独特的区位优势,可以西接中亚天然气管道,东接中俄天然气管道,周边覆盖陕西、甘肃、宁夏、内蒙古地区市场,向东覆盖华北地区市场,东南方向覆盖华东地区市场,向南可覆盖华中和华南地区市场,可以作为国内最重要的天然气储运枢纽。可将苏里格致密气成本水平,与进口中亚管道天然气和华北地区进口液化天然气(LNG)抵达长庆气区榆林门站的综合成本进行比较,分析鄂尔多斯盆地致密气开发对降低我国天然气消费成本的作用。按照国内现行天然气定价机制,苏里格致密气到榆林门站的合理价格约 1.60 元 / m^3 (含增值税),进口中亚管道天然气到榆林门站完税价格约 2.4 元 / m^3 (含管输费约 0.6 元 / m^3),渤海湾地区进口 LNG 到榆林门站的完税价格约 2.8 元 / m^3 (含气化费 0.35 元 / m^3 、管输费约 0.3 元 / m^3)。以鄂尔多斯盆地 $300 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 致密气产量规模计算,国家财政每年仅支出 72 亿元

财政补贴,可以替代进口天然气 $300 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ (以进口中亚管道天然气和进口 LNG 各占 50% 计算均价 2.6 元 / m^3),年均可以降低天然气消费成本 300 亿元,年均节约外汇支出 87 亿美元。此外,扶持致密气开发还可以增加天然气进口价格谈判筹码^[25],有利于降低进口管道天然气和 LNG 价格,对国民经济发展意义重大。

4 结论

我国正在逐步成为天然气生产和消费大国,开发非常规天然气是利用低碳资源的最佳选择^[7],其中致密气是现阶段非常规天然气发展的最现实选择,最近几年国内天然气产量增长约有 40% 来自致密气。长期的天然气价格管制催涨了国内天然气需求,致密气开采企业在天然气价格上调预期中实现了致密气快速增储上产,但致密气开发一直未能取得盈利。

由于税费负担过重、企业资金成本居高不下、预期天然气价格继续走低等因素,致密气开发项目投资收益水平远低于企业资金成本,在当前形势下,致密气开发不具备可持续性。

借鉴美国非常规天然气发展扶持政策经验,参照近年来我国对煤层气、页岩气相继出台的一些税收减免、财政补贴等激励政策,从完善天然气市场价格形成机制、减轻财政负担、促进企地和谐发展等角度考虑,建议国家将致密气按照非常规天然气进行管理,长期给予致密气开发项目增值税先征后退(即征即退)和适当的财政补贴政策。此扶持政策不仅不会增加财政负担,反而能够在投资、生产和储运等环节给政府带来增量税费收入,显著降低国内天然气消费成本。

参 考 文 献

- [1] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会. 致密砂岩气地质评价方法[S]. GB/T 30501—2014, 2014.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China & Standardization Administration of the People's Republic of China. Geological evaluating methods for tight sandstone gas[S]. GB/T 30501-2014, 2014.
- [2] 邹才能,杨智,朱如凯,张国生,侯连华,吴松涛,等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.
Zou Caineng, Yang Zhi, Zhu Rukai, Zhang Guosheng, Hou Lianhua, Wu Songtao, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [3] 中华人民共和国国土资源部. 中国矿产资源报告(2015)[EB/OL]. (2015-10-30)[2016-04-08]. <http://www.mlr.gov.cn/sjpd/zybg/2015/201510/P020151030354927826737.pdf>.
Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. China mineral resources(2015)[EB/OL]. (2015-10-30)[2016-04-08]. <http://www.mlr.gov.cn/sjpd/zybg/2015/201510/P020151030354927826737.pdf>.
- [4] 李建忠,郭彬程,郑民,杨涛. 中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 607-615.
Li Jianzhong, Guo Bincheng, Zheng Min, Yang Tao. Main types, geological features and resource potential of tight sandstone gas in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(4): 607-615.
- [5] 童晓光,郭彬程,李建忠,黄福喜. 中美致密砂岩气成藏分布异同点比较研究与意义[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 9-15.
Tong Xiaoguang, Guo Bincheng, Li Jianzhong, Huang Fuxi. Comparison study on accumulation & distribution of tight sandstone gas between China and the United States and its significance[J]. Engineering Science, 2012, 14(6): 9-15.
- [6] 戴金星,倪云燕,吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.
- [7] 胡文瑞. 开发非常规天然气是利用低碳资源的现实最佳选择[J]. 天然气工业, 2010, 30(9): 1-8.
Hu Wenrui. Development of unconventional natural gas: The best approach to low-carbon economy and resource efficiency[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(9): 1-8.
- [8] 马新华,贾爱林,谭健,何东博. 中国致密砂岩气开发工程技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 572-579.
Ma Xinhua, Jia Ailin, Tan Jian, He Dongbo. Tight sand gas development technologies and practices in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 572-579.
- [9] 蔡希源. 深层致密砂岩气藏天然气富集规律与勘探关键技术——以四川盆地川西坳陷须家河组天然气勘探为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 707-714.
Cai Xiyuan. Gas accumulation patterns and key exploration techniques of deep gas reservoirs in tight sandstone: An example from gas exploration in the Xujiahe Formation of the western Sichuan Depression, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 707-714.
- [10] 战沙,张金功,席辉. 鄂尔多斯盆地苏里格地区上古生界主要裂缝的测井识别[J]. 内蒙古石油化工, 2010, 36(10): 64-66.
Zhan Sha, Zhang Jingong, Xi Hui. Logging recognition of major fractures in Upper Palaeozoic Formation of Sulige region, Ordos Basin[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2010, 36(10): 64-66.
- [11] 丁文龙,王兴华,胡秋嘉,尹帅,曹翔宇,刘建军. 致密砂岩储层裂缝研究进展[J]. 地球科学进展, 2015, 30(7): 737-750.
Ding Wenlong, Wang Xinghua, Hu Qiuqia, Yin Shuai, Cao Xiangyu, Liu Jianjun. Progress in tight sandstone reservoir fractures research[J]. Advances in Earth Science, 2015, 30(7): 737-750.
- [12] 王朋岩,刘凤轩,马锋,杨勉,林益康,卢冲. 致密砂岩气藏储层物性上限界定与分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 238-243.
Wang Pengyan, Liu Fengxuan, Ma Feng, Yang Mian, Lin Yikang, Lu Chong. Upper limit and distribution of physical property of tight gas sandstones[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 238-243.
- [13] 赵靖舟,付金华,姚泾利,刘新社,王宏娥,曹青,等. 鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大气田成藏模式[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊1): 37-52.
Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, Yao Jingli, Liu Xinshe, Wang Hong'e, Cao Qing, et al. Quasi-continuous accumulation model of large tight sandstone gas field in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 37-52.
- [14] 李义军,李进步,杨仁超,王言龙,樊爱萍. 苏里格气田东二区致密砂岩储层裂缝与含气性的关系[J]. 天然气工业, 2012, 32(6): 28-30.
Li Yijun, Li Jinbu, Yang Renchao, Wang Yanlong, Fan Aiping.

- Relationship between gas bearing capacity and reservoir fractures of tight sand reservoirs in the eastern block 2 of the Sulige Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(6): 28-30.
- [15] 刘行军, 谢刚, 吴建华, 龚爱华, 李兴文. 电成像测井在苏里格气田勘探开发中的应用[J]. *中国石油勘探*, 2013, 18(5): 35-44.
Liu Xingjun, Xie Gang, Wu Jianhua, Gong Aihua, Li Xingwen. Application of electric imaging logging in exploration and development of Sulige Gas Field[J]. *China Petroleum Exploration*, 2013, 18(5): 35-44.
- [16] 王国亭, 何东博, 王少飞, 程立华. 苏里格致密砂岩气田储层岩石孔隙结构及储集性能特征[J]. *石油学报*, 2013, 34(4): 660-666.
Wang Guoting, He Dongbo, Wang Shaofei, Cheng Lihua. Characteristics of the pore structure and storage capability of Sulige tight sandstone gasfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(4): 660-666.
- [17] 朱春俊, 王延斌. 大牛地气田低渗储层成因及评价[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2011, 33(1): 49-56.
Zhu Chunjun, Wang Yanbin. Reservoir genesis and evaluation for the low porosity and permeability sandstone in the Daniudi Gasfield[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2011, 33(1): 49-56.
- [18] 魏伟, 罗顺社, 魏新善, 赵会涛, 胡光明, 何岩, 等. 苏里格气田致密砂岩储层孔渗分布及地质意义[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2014, 41(3): 293-301.
Wei Wei, Luo Shunshu, Wei Xinshan, Zhao Huitao, Hu Guangming, He Yan, et al. Porosity and permeability distribution of tight sandstone reservoir and its geological significance in Sulige Gas Field, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2014, 41(3): 293-301.
- [19] 何东博, 贾爱林, 冀光, 位云生, 唐海发. 苏里格大型致密砂岩气田开发井型井网技术[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(1): 79-89.
He Dongbo, Jia Ailin, Ji Guang, Wei Yunsheng, Tang Haifa. Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige Gas Field[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 79-89.
- [20] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 关于调整非居民用存量天然气价格的通知[EB/OL]. (2014-08-10)[2016-04-08]. http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201408/t20140812_622009.html.
National Development and Reform Commission. Notice on price adjustment of natural gas stock for non-civilian consumers[EB/OL]. (2014-08-10)[2016-04-08]. http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201408/t20140812_622009.html.
- [21] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 关于理顺非居民用天然气价格的通知[EB/OL]. (2015-02-26)[2016-04-08]. http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201502/t20150228_665694.html.
National Development and Reform Commission. Notice on rationalizing natural gas price for non-civilian consumers[EB/OL]. (2015-02-26)[2016-04-08]. http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201408/t20140812_622009.html.
- [22] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知[EB/OL]. (2015-11-18)[2016-04-08]. http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201511/t20151118_758904.html.
National Development and Reform Commission. Notice on reducing gate price of natural gas for non-civilian consumers and future promoting the reform of price marketization[EB/OL]. (2015-11-18)[2016-04-08]. http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201511/t20151118_758904.html.
- [23] 雷群, 万玉金, 李熙喆, 胡勇. 美国致密砂岩气藏开发与启示[J]. *天然气工业*, 2010, 30(1): 45-48.
Lei Qun, Wan Yujin, Li Xizhe, Hu Yong. A study on the development of tight gas reservoirs in the USA[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(1): 45-48.
- [24] 杨华, 魏新善. 鄂尔多斯盆地苏里格地区天然气勘探新进展[J]. *天然气工业*, 2007, 27(12): 6-11.
Yang Hua, Wei Xinshan. New progress achieved by natural gas exploration in Sulige area[J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(12): 6-11.
- [25] 邱中建, 赵文智, 邓松涛. 我国致密砂岩气和页岩气的发展前景和战略意义[J]. *中国工程科学*, 2012, 14(6): 4-8.
Qiu Zhongjian, Zhao Wenzhi, Deng Songtao. Development prospect and strategic significance of tight gas and shale gas in China[J]. *Engineering Science*, 2012, 14(6): 4-8.
- [26] 赵文智, 卞从胜, 徐兆辉. 苏里格气田与川中须家河组气田成藏共性与差异[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(4): 400-408.
Zhao Wenzhi, Bian Congsheng, Xu Zhaohui. Similarities and differences between natural gas accumulations in Sulige Gas Field in Ordos Basin and Xujiahe Gas Field in central Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 400-408.
- [27] 王黎明, 张云善, 周兴付, 何志君. 低渗透致密气藏负压采气技术应用研究[J]. *新疆石油天然气*, 2015, 11(3): 71-74.
Wang Liming, Zhang Yunshan, Zhou Xingfu, He Zhijun. The application of negative pressure gas production technology in Chuanxi tight sandstone gas reservoirs[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2015, 11(3): 71-74.
- [28] 中国石油勘探与生产分公司. 苏里格气田苏6区块28口老井开发动态情况分析报告[R]. 北京: 中国石油勘探与生产分公司. 2015.
PetroChina Exploration & Development Company. Analysis report of the 28 old wells' development dynamics in Su-6 block of Sulige Gasfield[R]. Beijing: PetroChina Exploration & Development Company, 2015.
- [29] 中国石油集团工程咨询有限责任公司. 苏里格气田合作开发项目(一期)独立后评价报告(2010)[R]. 北京: 中国石油集团工程咨询有限责任公司, 2010.
PetroChina Consultant Company Ltd. Sulige Gasfield collaborative development projects (first phase) independent post-evaluation report (2010)[R]. Beijing: PetroChina Consultant Co., Ltd., 2010.
- [30] 张啸枫, 唐俊伟, 位云生, 贾成业. 苏里格气田单井生产动态分析与生产[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2009, 31(3): 110-114.

- Zhang Xiaofeng, Tang Junwei, Wei Yunsheng, Jia Chengye. Individual well management and dynamic production analysis of Sulige Gas Field[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(3): 110-114.
- [31] 王登海, 杨家茂, 石万里, 郑欣, 赵一龙. 致密气藏低成本地面工艺优化简化技术——以苏里格气田为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 126-130.
- Wang Denghai, Yang Jiamao, Shi Wanli, Zheng Xin, Zhao Yilong. A simplified and optimized ground engineering process with low cost in the development of tight gas reservoirs: A case study of the Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 126-130.
- [32] 常永峰, 常鹏, 李建阳, 李大昕, 史瑞雪, 李兵刚, 等. 几种井口增压采气工艺运行探讨[C]//第十届中国青年科学家论坛石化专题论坛论文集. 银川, 2014.
- Chang Yongfeng, Chang Peng, Li Jianyang, Li Daxin, Shi Ruixue, Li Binggang, et al. Research on operation of several types of well-site pressure-boosting technology[C]//Symposium of the 10th Ningxia Youth Scientists Forum. Yinchuan, 2014.
- [33] 孔令峰, 李凌, 孙春芬. 中国页岩气开发经济评价方法探索[J]. 国际石油经济, 2015, 23(9): 94-99.
- Kong Lingfeng, Li Ling, Sun Chunfen. Appraisal methodology for shale gas projects in China[J]. International Petroleum Economics, 2015, 23(9): 94-99.
- [34] 中华人民共和国财政部. 关于“十三五”期间煤层气(瓦斯)开发利用补贴标准的通知[EB/OL]. (2016-02-14)[2016-04-08]. http://jjs.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefagui/201602/t20160226_1787180.html.
- Ministry of Finance of the People's Republic of China. Notice on the fiscal subsidy level to coal-bed methane (coal gas) production during the year 2016-2020[EB/OL]. (2016-02-14)[2016-04-08]. http://jjs.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefagui/201602/t20160226_1787180.html.
- [35] 宋晓丹, 孔令峰, 洪保民, 孙万军, 李华启. 我国煤层气产业发展政策现状分析与发展建议[J]. 天然气工业, 2013, 33(2): 1-6.
- Song Xiaodan, Kong Lingfeng, Hong Baomin, Sun Wanjun, Li Huaqi. The status quo of policies and the proposals for the development of coalbed methane gas industry in China[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(2): 1-6.
- [36] 何东博, 王丽娟, 冀光, 位云生, 贾成业. 苏里格致密砂岩气田开发井距优化[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 458-464.
- He Dongbo, Wang Lijuan, Ji Guang, Wei Yunsheng, Jia Chengye. Well spacing optimization for Sulige tight sand gas field, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 458-464.
- [37] 何光怀, 李进步, 王继平, 张吉. 苏里格气田开发技术新进展及展望[J]. 天然气工业, 2011, 31(2): 12-16.
- He Guanghuai, Li Jinbu, Wang Jiping, Zhang Ji. New progress and outlook of development technologies in the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(2): 12-16.
- [38] 卢涛, 刘艳侠, 武力超, 王宪文. 鄂尔多斯盆地苏里格气田致密砂岩气藏稳产难点与对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 43-52.
- Lu Tao, Liu Yanxia, Wu Lichao, Wang Xianwen. Challenges to and countermeasures for the production stabilization of tight sandstone gas reservoirs of the Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 43-52.
- [39] 国务院国有资产监督管理委员会. 中央企业负责人经营业绩考核暂行办法[EB/OL]. (2009-12-28)[2016-04-08]. <http://www.sasac.gov.cn/n85881/n85921/c358195/content.html>.
- State-owned Assets Supervision and Administration Commission of the State Council. Interim measures for the assessment of the performance of the managers of the central enterprises[EB/OL]. (2009-12-28)[2016-04-08]. <http://www.sasac.gov.cn/n85881/n85921/c358195/content.html>.
- [40] 国务院国有资产监督管理委员会. 黄淑和在中央企业负责人经营业绩考核工作会议上的讲话[EB/OL]. (2010-01-07)[2016-04-08]. <http://www.sasac.gov.cn/n85463/n327265/n327750/n327765/c365203/content.html>.
- State-owned Assets Supervision and Administration Commission of the State Council. Mr. Huang Shuhe's speech on the working conference about the assessment of the performance of the managers of the central enterprises[EB/OL]. (2010-01-07)[2016-04-08]. <http://www.sasac.gov.cn/n85463/n327265/n327750/n327765/c365203/content.html>.
- [41] 任闽燕, 姜汉桥, 李爱山, 张濂源, 周元龙, 邢振宇. 非常规天然气增产改造技术研究进展及其发展方向[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(2): 103-107.
- Ren Minyan, Jiang Hanqiao, Li Aishan, Zhang Liaoyuan, Zhou Yuanlong, Xing Zhenyu. Review on study progress of unconventional gas stimulation technology[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 103-107.
- [42] 朝华. 国家发展改革委、住房城乡建设部关于调整部分行业建设项目财务基准收益率的通知[J]. 化学工业, 2014, 32(4): 53-54.
- Chao Hua. Notice on financial discount rate adjustment of some industry sectors' construction projects by the National Development and Reform Commission and the Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the People's Republic of China[J]. Chemical Industry, 2014, 32(4): 53-54.
- [43] 雷怀玉, 孙粉锦, 陈艳鹏. 中国煤层气产业发展现状与展望——兼析《煤层气产业政策》的出台和影响[J]. 国际石油经济, 2013, 21(4): 11-16.
- Lei Huaiyu, Sun Fenjin, Chen Yanpeng. Status and prospects of China's CBM industry—impact of the government's CBM industry policy[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(4): 11-16.
- [44] 张焕芝, 何艳青, 陈文征. 加快致密气开发的政策研究[J]. 石油科技论坛, 2014(4): 13-16.
- Zhang Huanzhi, He Yanqing, Chen Wenzheng. Accelerate policy research on compact gas development[J]. Oil Forum, 2014(4): 13-16.
- [45] 王亚娟, 马旭, 张矿生, 古永红, 李红英. 美国非常规天然气开发的政策效益及启示[J]. 天然气工业, 2013, 33(3): 113-118.
- Wang Yajuan, Ma Xu, Zhang Kuangsheng, Gu Yonghong, Li

- Hongying. Policies benefit analysis of the development of unconventional natural gas in the United States[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(3): 113-118.
- [46] Haas MR, Goulding AJ. Impact of Section 29 tax credits on unconventional gas development and gas markets[C]//paper 24889-MS presented at the 67th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 1992, Washington DC, USA.
- [47] Burwen J, Flegal J. Case studies on the government's role in energy technology innovation[R]. Washington DC: Unconventional Gas Exploration & Production, 2013.
- [48] Kuuskraa VA, Guthrie HD. Translating lessons learned from unconventional natural gas R&D to geologic sequestration technology[J]. Journal of Energy and Environmental Research, 2001, 2(1): 75-86.
- [49] 中华人民共和国国家统计局. 2015 年国民经济和社会发展统计公报 [EB/OL]. (2016-02-29)[2016-04-08]. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201602/t20160229_1323991.html.
- National Bureau of Statistics of the People's Republic of China. Statistical bulletin of the national economic and social development in 2015[EB/OL]. (2016-02-29)[2016-04-08]. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201602/t20160229_1323991.html.
- [50] 胡奥林, 董清. 中国天然气价格改革刍议 [J]. 天然气工业, 2015, 35(4): 99-106.
- Hu Aolin, Dong Qing. On natural gas pricing reform in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(4): 99-106.
- [51] 潘继平, 胡建武, 安海忠. 促进中国非常规天然气资源开发的政策思考 [J]. 天然气工业, 2011, 31(9): 1-6.
- Pan Jiping, Hu Jianwu, An Haizhong. Policies for promoting the development of unconventional natural gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(9): 1-6.

(收稿日期 2016-04-08 编辑 陈 嵩)

“西伯利亚力量”管道最早将于 2019 年向中国供应天然气

2016年6月30日,俄罗斯天然气工业股份公司首席执行官阿列克谢·米勒表示,俄罗斯或将最早将于2019年5月,通过“西伯利亚力量”天然气管线向中国供应天然气。

2015年5月,《中俄东线天然气购销合同》正式生效。根据俄罗斯天然气工业股份公司预计,从合同具有法律效力之日起,开始输气需要4~6年的时间。因此,该管线可能从2019年5月到2021年5月之间开始向中国输气。

2014年5月,俄罗斯天然气工业股份公司与中国石油天然气集团公司签署了为期30年的《中俄东线天然气购销合同》。双方约定,俄方每年通过中俄东线天然气管道向中方交付 $380 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气。中俄东线天然气管道俄罗斯境内段“西伯利亚力量”管道已经于2014年9月1日开工建设。2015年底,俄罗斯天然气工业股份公司和中国石油天然气集团公司签署了通过阿穆尔河设计和修建“西伯利亚力量”管道段的协议。

“西伯利亚力量”天然气输送项目投资高达550亿美元,输送的主要资源来自恰扬金和科维克金两个产地。预计恰扬金气田每年可开采多达 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气和至少 $15 \times 10^8 \text{ t}$ 石油。

(天工 摘编自中国经济网)