

# 中国页岩气地面集输工艺技术研究

陈冠举

(长江大学石油工程学院,湖北 武汉 430100)

**摘要:**以长宁-威远示范区和昭通示范区为例,对现阶段我国页岩气地面集输系统的井场工艺、防止水合物生成工艺、计量工艺、集输管网现状进行讨论并总结,提出了现阶段中国页岩气地面工程规划设计的适合技术,以期为中国页岩气资源的规模化与高效低成本开发提供指导和借鉴。

**关键词:**页岩气;地面工程;集输工艺;分析研究

中图分类号:TE866

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2018)08-0185-04

DOI:10.16606/j.cnki.issn.0253-4320.2018.08.040

## Study on ground gathering and transportation technologies of shale gas in China

CHEN Guan-ju

(College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China)

**Abstract:** This paper takes Changning-Weiyuan demonstration area and Zhaotong demonstration area as examples to discuss and summarize well-field technology, preventing hydrate formation process, measurement technology and current situation of gathering pipeline network in China's current shale gas ground gathering and transportation system and puts forward the suitable technologies for planning and design of shale gas ground facilities in China at the present stage, aiming to provide guidance and reference for China to develop shale gas resource scale with high efficiency and low cost.

**Key words:** shale gas; ground facilities; gathering and transportation technologies; analysis and research

## 1 中国页岩气开发现状

### 1.1 中国页岩气分布及储量

全球页岩气资源丰富, EIA 于 2015 年最新公布的结果显示,全球页岩气可采资源量达  $214.56 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 中国页岩气可采资源量为  $31.57 \times 10^{12} \text{ m}^3$  [1]。国内不同学者、不同研究机构评价出我国页岩气可采资源量介于  $10 \times 10^{12} \sim 32 \times 10^{12} \text{ m}^3$  [2-4]。从地域分布上来看,我国页岩气资源多集中在南方地区,资源较多省份为四川、新疆、重庆、贵州、湖北、湖南、陕西,该 7 个省(区)共占全国总资源量的 68.87%,页岩气资源分布相对集中,见图 1。

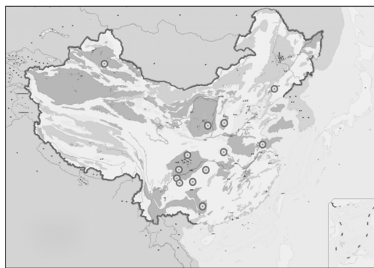


图 1 中国陆上页岩气勘探开发形势示意图

现阶段我国页岩气勘探开发仍处于早期,且南

方地区地质经历了复杂的演化过程,发育过度成熟,又具有埋藏深、岩层薄且不连续的特点,很难在北美页岩气资源中寻找类比区 [5-6]。且页岩气资源较多的地区如四川、重庆、贵州、陕西多为山地,容易出现四周是山,中间是井场的情况,不利于地面工程的建设,页岩气资源开发难度大。因此我国页岩气资源总量丰富,但经济可采储量并不多。

### 1.2 中国页岩气生产特点

美国在页岩气开发以及生产方面有许多成功的案例值得我国学习,以 Barnett 和 Marcellus 等页岩气田最具代表性。根据美国 Mancini 等 [7] 结论以及我国实际情况,页岩气开发具有生产初期压降快、稳产产量低、在低压阶段生产时间长的特点,生产气井初期压力高、排出液量大,但后期随着产量递减,压力下降快,基本不出液。结合我国页岩气生产规律,将页岩气生产分为排液生产期和正常生产期。

(1) 排液生产期:页岩气井在水力压裂、排液试气结束后,气井进行初期生产的阶段。在该生产期内,气井产量高、压力高,采出气中压裂返排液量较大,产量和压力下降较快,生产过程还将带有一定压裂返排液,生产时间较短,在半年至 1 年。

(2) 正常生产期:在排液生产期结束后,气井进

入生产较为稳定的生产阶段。在该生产阶段,气井产气量、压力有明显下降但下降缓慢,采出气基本不含压裂返排液,生产时间长,能持续十几年。

## 2 中国页岩气地面集输工艺现状

中国页岩气以长宁-威远示范区和昭通示范区最具代表性,其勘探开发技术在中国处于领先水平。为此,以这 2 大页岩气开发示范区为例,对中国的页岩气地面集输技术现状进行总结和分析。

### 2.1 井场工艺流程

我国井场布局和典型页岩气井场布局相当,页岩气井产气首先经过气液分离器进行分离。在实际生产中,还需要在气液分离器进口设置除砂装置,以防止气液分离器被砂砾堵塞。如果页岩气中含有凝析油,还需要通过油水分离器进行二次分离。气液分离后的页岩气经计量后通过集气管线输至集气增压站或中心处理站<sup>[7-8]</sup>。

根据页岩气生产规律,国内通常将页岩气生产分为排液生产期和正常生产期,2 个生产期的页岩气生产特点较为不同,如果 2 个生产期采用同一流程将会造成地面设备在正常生产期时负荷率低、利用率低,如加热炉和气液分离器等,地面设施复杂。

为此国内丛式井井场采用临时生产流程和正常生产流程相结合的方式生产。在排液生产期采用临时生产流程,满足此阶段高压、高产等生产要求,在进入正常生产期后采用正常生产流程,临时生产流程则拉运至其他新的井组进行重复利用。

#### (1) 排液生产期流程

此期间井场工艺采用“井口—除砂器—一次节流—加热—二次节流—气液分离—轮换计量—集气站”的整体工艺流程,如图 2。

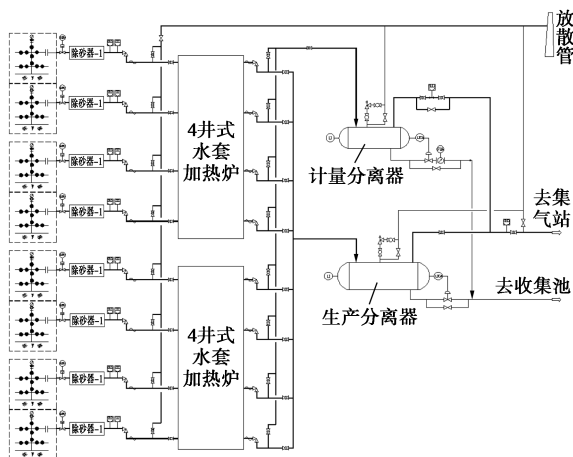


图 2 水平井井场排液生产期工艺流程

#### (2) 正常生产期流程

此期间井场工艺采用“井口—除砂器—加热炉—轮换计量—集气站”的整体工艺流程,如图 3。

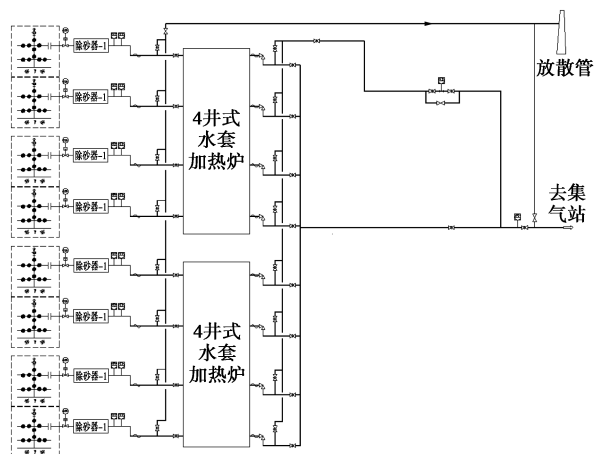


图 3 水平井井场正常生产期工艺流程

### 2.2 防止水合物生成工艺

由于页岩气井初期压力较高,下降趋势快,因此需在井口减压,根据国内已获得的页岩气气质组分来看,各区块的页岩气组分差别不大,主要以甲烷为主,含少量 CO<sub>2</sub>,但不含 H<sub>2</sub>S,分析其水合物生成温度如图 4 所示。从图 4 中可以看出,当压力超过 2.41 MPa 后,水合物生成温度将大于 0℃。

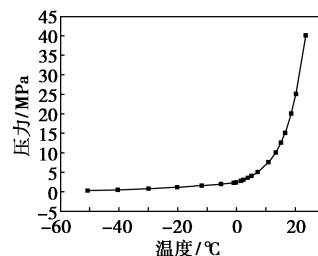


图 4 页岩气水合物生成曲线

根据目前中国石油页岩气示范区块的开发方案,需要在井口节流,为防止节流减压后形成水合物,需在井口对页岩气采用加热、注抑制剂或井下节流等防治水合物生成工艺技术。

#### 2.2.1 加热

经气液分离后的页岩气进入加热炉加热,在压力和水含量不变的情况下,加热后的页岩气温度高于其露点温度,因此可以防止水合物的形成。当井口压力高而温度较低时,为防止加热后天然气温度过高,需采用多次加热、节流方式<sup>[9]</sup>。

加热设备主要为水套加热炉。水套加热炉适用于热负荷波动范围较大的场合,且易于操作和控制,使用也比较安全,可用于井口加热和外输气管道加

热输送。

### 2.2.2 加注抑制剂

加注水合物抑制剂是防止水合物形成的重要措施和有效方法,能减轻水套炉热负荷,降低能耗。目前使用最广泛的热力学抑制剂是甲醇和乙二醇,通过改变水合物相的化学位,使水合物形成条件向较低温度和较高压力的范围移动,从而达到抑制水合物形成的目的。它们各有一定的优缺点,不同气田的地质情况和集输环境不同,因而对水合物抑制剂的适用性也有较大的差异,应根据工程的实际情况,筛选出合适的抑制剂<sup>[10-12]</sup>。

### 2.2.3 采用井下节流器

根据页岩气井下压力较高的特点,采用井下活动节流器来实现井筒节流降压,而不在井场地面上节流。采用井下节流器后,不但降低了地面管网的设计压力,而且改善了水合物形成条件<sup>[13]</sup>。井下节流后产生的低温流体通过井筒与地下土壤、岩石等介质换热,可充分利用地温加热,提升井口天然气温度,由此可减少加热炉热负荷或水合物抑制剂的注入量,甚至可取消加热炉或注醇系统。

### 2.2.4 推荐工艺

针对以上3种工艺技术,结合我国现场实施效果和目前国内页岩气开发情况来看,加热方式和井下节流方式为主要的采用方式。中国石化涪陵页岩油气产能建设示范区采用加热方式;中国石油昭通示范区和长宁-威远示范区也都采用加热方式。而且页岩气生产特点较为特殊,特别是排液生产期将带有压裂返排液产出,利用页岩气井排采期压力高的特点尽快将压裂返排液带出,为正常生产期生产创造有利条件。采用井下节流工艺不利于压裂返排液排出,影响页岩气生产<sup>[14-15]</sup>;同时在此期间井下流体压力下降趋势快、变化大,因此采用井下节流工艺方式存在一定的不确定性,有待进一步的实践,暂不推荐此方法。

注抑制剂防止水合物生成工艺中,若产出水量较大,会导致防止水合物生成效果较差,且部分抑制剂将进入返排压裂液中,造成产出水的处理更为复杂<sup>[14]</sup>。同时造成抑制剂再生困难而造成大量浪费;因此不推荐采用注抑制剂方式。

根据以上分析,目前对页岩气井口防止水合物生成工艺技术国内一般采取加热方式,井口采出气经一次节流,再进撬装式水套炉,采出气加热后进入节流阀降压,流程示意图5。

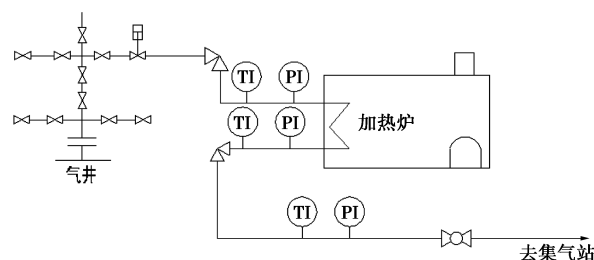


图5 井口采气工艺流程示意图

根据页岩气初期产量高,所需的热负荷大,若采用电加热器,则电加热器的功率大,要求外部电源情况良好,但由于页岩气规模开发时所辖区域面积较大,而且目前国内页岩气开发集中地区地形复杂,各井场外电接入投资较高,因此一般不采用电加热方式。

### 2.3 计量工艺

为了掌握各气井生产动态,需对气井生产的页岩气、水及凝液进行计量。集输系统计量工艺可采取单井连续计量、多井轮换计量和移动计量3种方式,视气田开发不同情况和要求选取。

单井连续计量是在井口单独设置计量装置,对井口数据单独连续记录,一般用于产气量、压力及温度差别大,对资料录取有一定要求的井口;多井轮换计量是在多井集气站或计量站设置计量分离器,各单井来气定期轮换进入分离器进行5~10d周期性计量。该工艺极大简化了地面设施,降低了设备投入费用;若对单井测试频率要求较低,可采用移动分离计量工艺,配置车载式移动计量分离器定期对单井的气、液分别计量。

在页岩气开发过程中采用丛式水平井方式,若采用移动计量方式将增加现场工作量,而且不利于井场安全,因此在丛式井场可采用轮换计量和单井计量方式。

以昭通示范区H区块为例,根据区块开发方案,对单井计量和多井轮换计量2种计量方式进行方案比选,结果见表1,从表1中可以看出轮换计量的投资低,还简化工艺设施,因此国内页岩气井场计量方式推荐采用轮换计量。

### 2.4 集气管网布置形式

页岩气地面集输管网布置形式的选择主要取决于页岩气田开发方案、气井井口压力、井间距、气体组分、地形地貌、井位布置、集气规模、当地的环保法规、所处地区交通、环境等因素<sup>[7-8,16]</sup>。

美国Barnett和Marcellus等典型页岩气地面集输管网布置形式主要分为4类,包括枝状管网、放射

表 1 H 区块不同计量方式的工程量对比表

项目	单井计量	多井轮换计量
主要工程量	单井式加热炉 69 套 (100 kW); 计量分离器 45 台 ( $\phi 600 \times 2400$ ); 气相流量计 93 套; 液相流量计 48 套; 液相调节阀 58 套	单井式加热炉 5 套 (100 kW); 多井式加热炉 1 套 (200 kW); 多井式加热炉 3 套 (400 kW); 分离器 11 台 ( $\phi 600 \times 2400$ ); 分离器 5 台 ( $\phi 1000 \times 4800$ ); 气相流量计 15 套; 液相流量计 8 套; 液相调节阀 18 套
投资	5910 万元	2226 万元
优点	可实现单井连续计量; 现场操作工作量小	简化工艺设施; 节约用地, 投资少
缺点	占地面积大, 投资高	无法实现单井连续计量, 现场操作工作量较大
推荐方案		✓

(辐射)状管网、环状管网以及组合型管网。但我国页岩气富集区多处山地,地形复杂,开发难度大,单一形式的地面集输管网无法实现高效低成本开发的目的,需采取组合型管网布置方式。

我国页岩气在开发期内采用滚动开发,需建设大量生产井,气井分布面积较广;目前页岩气资源丰富的区域主要位于西南四川盆地周边,该区域为丘陵自然地貌,以低山为主,而且根据页岩气区块基本上都将以水平井组方式进行开发,平均每个井组辖有 3~8 口井,因此推荐采用多井集气技术,在丛式井场建设页岩气预处理装置,将所辖丛式井或周边丛式井的页岩气通过采气管线输至集气站,并在此进行节流、分离、计量等预处理<sup>[8,17]</sup>。

页岩气田初期压力变化速率下降快,若采用井间串接,后期投产的井压力过高将会影响先期投产井的正常生产<sup>[7]</sup>,因此采气管线一般以放射形式敷设至多井集气站。

目前我国在集输方面多采用放射-枝状组合式集气工艺进行集输为主。页岩气井通过采气管线输至多井井场,经过预处理后,距离集气站较远井组通过集气支线与集气干线相连接,输至集气站进行最终处理,距离集气站较近的井组则直接进入集气站,图 6 为页岩气田集输管网布置示意图。

在集输管网的布局方面国内一般按生产井组投产时间不同进行集输管网的连接,将同一时间投产或投产时间相近的井组安排至同一集气干线,以达到利用后期投产井的地层压力能,减少增压设施的投资和能耗,同时在生产中后期集输管网可以实现高低压集气运行,方便后期增压工程分期实施。

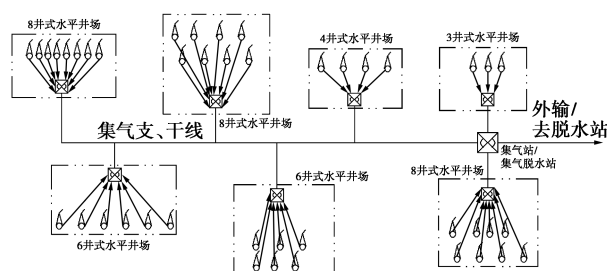


图 6 页岩气田集输管网布置示意图

### 3 结论

(1)我国页岩气资源储量大,但资源富集区多处于山地,以目前技术手段开采难度较大,因此实际经济可采储量并不高。

(2)我国在国外页岩气开发经验基础之上,根据页岩气自身开采特点总结出了页岩气开发分为排液生产期和正常生产期 2 个不同时期。针对这 2 个时期生产规律的不同特点,对井场实行不同的工艺流程,提高设备利用率,降低地面工程投资。

(3)与美国相比我国页岩气富集区地形复杂,不能采用单一形式的地面集输管网。一般采用滚动开发和丛式水平井组集气方案,国内集输方面采用放射-枝状组合式集气工艺。这样可以利用后期投产井的地层压力能,同时在生产中后期集输管网可以实现高低压集气运行,方便后期增压工程分期实施。

(4)目前我国页岩气开发仍处于发展阶段,在页岩气地面工程建设上还有漫长的道路需要探索。

### 参考文献

- [1] EIA. Annual Energy Outlook 2015 [R/OL]. (2015-04) [2016-09-12]. <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/>.
- [2] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,939(2):129-136.
- [3] 张金川,姜生玲,唐玄,等.我国页岩气富集类型及资源特点[J].天然气工业,2009,29(12):109-114.
- [4] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
- [5] 姜生玲,张金川,李博,等.中国现阶段页岩气资源评价方法分析[J].断块油气田,2017,24(5):642-646.
- [6] 王世谦.页岩气资源开采现状、问题与前景[J].天然气工业,2017,37(6).
- [7] Mancini F, Zennaro R, Buongiorno N, et al. Surface facilities for shale gas: A matter of modularity, phasing and minimal operations [C]//paper 2011-158 presented at the SPE Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 23-25 March 2011, Ravenna, Italy, New York; SPE, 2011.

(下转第 190 页)

以实现 VOCs 的达标排放。

## 1 FCC 再生器直接燃烧处理 VOCs 技术原理和特点

本技术利用已有的 FCC 装置再生器直接燃烧处理 VOCs, 既不影响生产的正常运行, 又实现了 VOCs 的高效脱除。利用 FCC 装置再生器高温、高氧的场所及 VOCs 易燃烧的特性, 采用燃烧的方法将 VOCs 在 FCC 装置再生器内进行处理, 燃烧 VOCs 所放出的热量由再生器设置的外取热器回收, 燃烧后的产物随烟气一同进入 FCC 装置现有烟气净化系统进行净化, 满足烟气排放的要求。其特点是: ①降低 VOCs 的治理成本。②利用已有的取热设施, VOCs 燃烧后的热量直接利用。③利用已有的烟气净化系统, 以除去 VOCs 燃烧后可能存在的有害物质。

## 2 实施 VOCs 燃烧对再生器流化、烧焦和热平衡的影响分析

### 2.1 FCC 装置实施 VOCs 燃烧对再生器流化的影响

本次集中回收的 VOCs 尾气流量约为 2 000 m<sup>3</sup>/h, 拟实施该技术的 FCC 装置主风量约为 95 km<sup>3</sup>/h, VOCs 尾气与再生器主风混合后总风量为 97 km<sup>3</sup>/h, 比原风量仅提高 2.1%, 再生器各部位及旋风分离器入口线速相应提高 2.1%, 在正常操作波动范围内, 因此对再生器流化及旋风分离器的操作影响很小。

### 2.2 FCC 装置实施 VOCs 燃烧对再生器烧焦和热平衡的影响

本次集中汇总后 VOCs 浓度约为 10 000 mg/m<sup>3</sup>,

VOCs 尾气进入再生器燃烧后, VOCs 燃烧热按 46.04 MJ/kg 计, 总放热 920.8 MJ/h, 该 FCC 装置再生器原烧焦放热为 2.92×10<sup>5</sup> MJ/h, 因此 VOCs 尾气进入再生器燃烧后, 再生器燃烧总放热比原烧焦放热仅提高 0.3%。若按焦炭产率计, 即相当于由原焦炭产率 6.05% 提高至 6.07%, 而该装置正常运行生焦率较高时在 7.2% 以上。另一方面, 根据再生器热平衡, 按反应剂油比约为 6.6, 再生器取热器取热负荷不变时计算, VOCs 尾气进入再生器燃烧后放热可使再生器温升约 1.3℃, 该变化在正常操作波动范围内, 因此对再生器烧焦和热平衡影响很小。

## 3 FCC 再生器直接燃烧处理 VOCs 中试试验研究

为验证 FCC 再生器直接燃烧处理 VOCs 技术效果, 同时结合某炼厂 FCC 装置实际情况, 进行了 FCC 再生器直接燃烧处理 VOCs 中试试验。

### 3.1 中试原料

FCC 再生器直接燃烧处理的 VOCs 模拟气组成见表 1。

表 1 FCC 再生器直接燃烧处理的 VOCs 模拟气组成

项目	组成体积分数
液化气	5% 丙烷+65% 丁烷+30% 丁烯
混合气 a	92% 氢气+8% 甲烷
乙烷	100%
丙烷	100%
混合气 b	20% 氢气+20% 乙烷+60% 丙烷
二甲苯蒸气	100%
乙酸戊酯蒸气	100%
石油醚蒸气	100%

(上接第 188 页)

- [8] Kevin A, Lawlor, Micheal C. Gathering and processing options for unconventional gas[J]. Oil and Gas Journal, 2013, 3(4): 54-58.
- [9] 刘乐乐, 鲁晓兵, 张旭辉. 天然气水合物分解区演化数值分析[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 941-951.
- [10] 吴德娟, 胡玉峰. 天然气水合物新型抑制剂的的研究进展[J]. 天然气工业, 2000, 20(6): 95-98.
- [11] Moradi S, Haghtalab A, Fazlali A. Prediction of hydrate formation conditions in the solutions containing electrolyte and alcohol inhibitors and their mixtures using UNIQUAC-NRF models[J]. Fluid Phase Equilibria, 2013, 349(28): 61-66.
- [12] 宋光春, 李玉星, 王武昌, 等. 油气混输管道中天然气水合物的

形成和堵塞过程研究[J]. 石油与天然气化工, 2017, 46(2): 38-43.

- [13] 王锦生. 气井井下节流器工艺技术[J]. 特种油气藏, 2005, 12(S1): 112-113.
- [14] 刘文士, 廖仕孟, 向启贵, 等. 美国页岩气压裂返排液处理技术现状及启示[J]. 天然气工业, 2013, 33(12): 158-162.
- [15] 艾志鹏. 页岩气井井下节流工艺的研究与应用[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- [16] 孙海泳. 中小企业在美国页岩气革命中的作用与启示[J]. 国际融资, 2014, (9): 31-33.
- [17] Guarnone M, Rossi F, Negri E, et al. An unconventional mindset for shale gas surface facilities[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2012, 6(2): 14-23. ■