

多气合采地面集输面临的关键问题及研究建议

洪炳沅¹, 李晓平¹, 李愚¹, 周军², 周艳红¹, 韦宝成¹, 宫敬^{1*}

1 中国石油大学(北京)油气管道输送安全国家工程实验室/石油工程教育部重点实验室/城市油气输配技术北京市重点实验室, 北京 102200

2 西南石油大学石油与天然气工程学院, 成都 610500

* 通信作者, ydgj@cup.edu.cn

收稿日期: 2017-08-12

十三五国家科技重大专项: 多气合采全开发周期集输及处理工艺(编号: 2016ZX05066-005-001)资助

摘要 非常规天然气储量丰富, 因其清洁特性被认为是常规能源的替代者。我国初步掌握了适合煤层气、页岩气和致密气特点的集输工艺技术, 近年的勘探开发和先导性试验证明了煤层气/页岩气/致密气多气合采的现实性和可行性。多气合采可降低开发成本、提高经济效益和资源利用率, 但目前仍处于探索阶段。除了具有单种非常规天然气集输难点外, 多气合采地面集输还需解决不同多压力体系条件下产层产出气压力匹配的关键问题, 主要表现在: (1)产层、井间、井与管网之间的压力匹配问题; (2)高低压流体能量的协调利用问题; (3)集输系统工艺参数智能匹配问题。为了克服以上困难, 实现经济高效的多气合采地面集输, 应该开展如下研究: (1)多气合采采气、集输工艺一体化技术; (2)包含引射装置的多气合采集输系统模拟优化技术; (3)考虑系统效率的集输工艺参数智能匹配技术。

关键词 多气合采; 非常规天然气; 地面集输; 模拟优化; 参数匹配

0 前言

世界油气勘探的发展趋势正在由常规转向非常规, 中国的非常规油气资源发展潜力大于常规油气资源, 煤层气、页岩油气、致密油气、油页岩、油砂和天然气水合物等都具备较大的资源潜力^[1]。目前美国在煤层气/页岩气/致密气开发方面均处于世界领先地位, 掌握了成熟的地面开发技术^[2-5]; 煤层气实现了商业开发, 形成了圣胡安、黑勇士等典型煤层气田; 近年来取得技术突破进行了页岩气革命^[6-7]。我国非常规天然气的开发起步较晚, 2005年以来实现了苏里格气田经济有效开发, 推动了鄂尔多斯盆地致密气勘探开

发; 2007年以来在四川盆地及其周边地区陆续建立了威-201等多口页岩气井; 十二五期间开展的山西沁水盆地、鄂尔多斯东缘地区等国内典型煤层气开发项目获得了技术突破, 初步建立了适用于煤层气多井和低压特点的地面集输技术体系^[8-9]。十三五期间我国设置了科技重大专项, 对煤层气及其周边的页岩气、致密气等3种气体的组合开采(以下称“多气合采”)进行工程示范, 但目前尚未实现规模性合采, 仍处于探索阶段。基于此, 本文系统分析了多气合采多压力体系特性条件下地面集输所面临的关键问题及技术, 可为多气合采的技术优化与创新提供借鉴。

引用格式: 洪炳沅, 李晓平, 李愚, 周军, 周艳红, 韦宝成, 宫敬. 多气合采地面集输面临的关键问题及研究建议. 石油科学通报, 2018, 02: 195-204

HONG Bingyuan, LI Xiaoping, LI Yu, ZHOU Jun, ZHOU Yanhong, WEI Baocheng, GONG Jing. Issues and proposals of a surface gathering system in multi-gas co-production. Petroleum Science Bulletin, 2018, 02: 195-204. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.02.019

1 多气合采

1.1 多气资源非常规特性

煤层气、页岩气和致密气藏的非常规特性直接影响其地面集输工艺,将其与常规气藏进行对比分析能够为地面集输提供重要借鉴,因此主要从储层条件和开发条件两方面进行对比。

从表1可看出,非常规特性决定了滚动开发模式,直接导致了地面集输系统设计的特殊性和相关难点,主要表现在:

(1)常规气田产量整体比较稳定,结合勘探资源确定开采周期,地面集输规模容易确定;非常规气田初期产量低/高、后期逐渐变化,地面集输设计规模不易确定^[12-13]。

(2)常规气田在气田开发方案和井网布置的基础上,对地面集输管网和站场进行综合规划并分步实施;非常规气田开发周期内产能变化很大,地面集输系统需要不断动态调整适应产能变化,导致管网与站场布置不易确定^[14-15]。

(3)常规气田气井压力、产量等参数的变化规律性相对较强,且不同气井井口流动压力差别不大,地面集输管网设计压力可根据气田压力和商品气外输首站的压力要求综合平衡确定,到气田开发后期才会考虑增压集输;致密气、页岩气井开采初期井口压力很

高,但短时间内迅速衰减,此后大部分时间处于低压状态,开发后期会陆续接入井口压力高的新井;煤层气井投产后需要经过一段时间的排水过程,煤层气开始逐渐解析,产气量和压力逐渐升高。因此在地面集输系统设计时,既要考虑充分利用致密气和页岩气高压井较高的产气压力,还需使煤层气井和低压井能够持续低压生产,导致地面集输管网压力系统复杂,有时在生产初期便要考虑部分井的增压集输^[16-17]。

1.2 多气地质条件及合采方式

我国近年来非常规油气资源勘探发现,我国含煤层系横向上连续展布,纵向上储层多层叠置、连续成藏^[18],不仅在煤层中蕴藏有大量煤层气资源,而且在煤层围岩中也赋存有大量共生的页岩气、致密气。针对目前发现的多气共存气藏,若采用单独开采方式,可能存在资源量小、产量低、开发成本高、综合效益差等问题。借鉴常规油气合层开采模式,近年在鄂尔多斯盆地东缘的临兴地区开展了煤层气、致密砂岩气共探合采试验,初步显示多气合采具有良好前景^[19-20]。

目前,较为可行的多气合采方案有同井同时合采、同井同时分压合采、同井产层接替合采等:(1)同井同时合采:如果煤储层与其他储层直接接触、多产层互层叠置,可以通过储层有效沟通改造,实现多气同井同时合采。(2)同井同时分压合采:如果储层满足产气(液)量要求、压力体系满足特定条件,则可通过构造不同压力体系,实现同井多产层多压力体系同时开采。

表1 常规天然气、煤层气、页岩气和致密气藏开发特性对比^[10-11]

Table 1 Development characteristics comparison of conventional natural gas, coalbed methane, shale gas and tight gas reservoir

对比项目	常规天然气	煤层气	页岩气	致密气	
储层条件	渗透率	较高,对地应力不敏感	较低,对地应力极为敏感		
	孔隙度	较高	较低(2%~25%)	较低(<10%)	
	贮存状态	游离气	主要为吸附气(中、高煤阶)	吸附气和游离气	吸附气和游离气
	储层压力	超压或常压	欠压或常压	异常高压或低压	异常高压或低压
	气藏埋深	一般大于1500 m	一般小于1500 m	一般大于3500 m	2000~8000 m
开发条件	开采范围	圈闭内	大面积连片开采	大面积连片开采	储量丰度低,含气面积大
	产出机理	自喷、排水开采、压裂酸化	水力压裂、排水降压	水力压裂	水力压裂
	开采周期	8年左右	可达20~30年	可达30~50年	
	产量特点	初期产量高,整体较稳定	初期产量逐渐升高,到达峰值后缓慢下降	初期产量高缓慢减小	早期快速下降,逐渐变缓
	开发模式	先勘探后开发	滚动勘探开发	滚动勘探开发	滚动勘探开发

(3)同井产层接替合采:先对某种最具有开发价值的储层进行开发,待该储层产能下降或逐步枯竭,再调整开发储层进行多层同时合采或接替合采,实现同井筒内多种气藏立体开发。

选择高效经济的开发模式,需要综合考虑地质、钻井压裂、采气工艺和地面集输等各个环节。同井同时合采对储层要求较为严格;同井同时分压开采需要较为复杂的管柱结构;同井产层接替开采的关键在于选择接替的时机和接替方式。由于煤层气、页岩气和致密气的赋存状态、成藏特征、储层敏感性、生产方式和关键技术存在较大差异,目前多气合采技术仍处于起步探索阶段,技术体系尚未建立,产层划分、层间渗透机理、储层改造等难题尚未攻克^[21],地面集输也存在一系列有待解决的关键问题。

2 多气合采地面集输关键问题

除了具有单种非常规天然气田开采难点外,多气合采存在多种组合,如煤层气&页岩气、煤层气&致密气、致密气&页岩气等等,不同组合都会带来不同问题,但存在共同的问题,即多气合采不同压力体系产出的匹配,因而本文未针对具体的组合,主要针对其具有共性的关键问题进行分析。由于这3种非常规天然气的成藏和开采方式不同、地层压力存在差异,在不同时期,其生产区域内井口压力可能相差很大。同一套地面集输管网及设备要适应、匹配不同压力流量体系下的集输要求,这就需要探究不同压力体系气体集输的相互影响程度及适应性。如何协调各产层产气压力变化,使地面集输管网和集输设备能够充分利用,形成一体化集输技术,是实现多气高效合采的关键。

2.1 产层、井间、井与管网之间匹配问题

同井内不同压力体系的产层会相互影响,需要防止高压产层抑制低压产层;不同压力体系的井之间也存在相互影响,需要防止低压井因产生“倒灌”而抑制生产;不同时期,生产区域内井口压力可能相差很大,而各井产气最终要进入统一的集输管网。因此,多气合采地面集输工艺与气藏特点紧密相关,尤其需要与采气工艺进行紧密结合,制定合理的工艺流程,保证多种不同压力体系的井协调地进入统一的管网,不仅最大限度地发挥每口井产能,而且协调地进行后期处理,最终实现有效外输,这样才能最大限度地实现整体开发效益最大化。解决产层、井间、井与管网

之间匹配问题,就是确定适合多气合采的工艺流程,实现不同合采方式下的有效集输。

2.2 高低压流体能量利用问题

不同产层产出气压力差异大(0.2~15 MPa);煤层气产层压力较低,需要增压外输;页岩气、致密气产层压力较高,需要节流外输,但压力随生产时间衰减较快。多压力体系条件下常采用高低压分输或者统一到同一压力等级,前者地面建设费用巨大,后者需要对高压气节流或者对低压气增压,造成能量浪费或投资增大。近年来快速发展的引射技术提供了能量利用的新方式,即通过高低压气体间的压力能传递对低压气体进行增压^[22-24]。高压气体从喷嘴高速流出,在接收室形成射流产生卷吸流动,继而出现一个负压区将低压气体吸入,两者在混合室内混合并进行动量交换,使得低压气体动能增加,最后通过扩散管将大部分动能转换为压力能。整个过程无须外力驱动,适用于高低压气体并存的情况,若与压缩机联立使用,可降低压缩机功耗、延长低压气井开采周期、提高开发工艺的整体效率^[25-27]。如图1-a所示,通过阀组直接相连会造成井1“倒灌”抑制生产,对井2节流会造成能量浪费,对井1增压会增大建设及维护费用。图1-b采用引射装置,井1井2皆可正常生产,且提高了能量利用率。如何利用页岩气、致密气的高压,解决煤层气低压外输,合理利用高压气井的压力能延长低压气井开采周期,从而提高非常规天然气开发工艺的整体效率,是研究的一个重要内容。高低压流体能量利用问题,就是研究引射装置在集输系统中的适应性问题,研究引射装置的设备参数和位置参数,研究包含引射装置的集输系统模拟及优化问题。

2.3 集输系统工艺参数智能匹配问题

多气合采时气田压力分布和区域产量随时间的变化,与采气工艺、气田接替生产及地层接替生产关系巨大,不同的井型和生产工艺给地面集输系统提出了不同的要求,页岩气、致密气的压力衰减及稳定时间也不尽相同。地面集输系统需不断进行调整以适应产能和系统工艺参数(压力、温度及产量)变化的要求。同时,为了安全经济生产,需要对全生命周期内的地面工艺系统进行不断的优化和调整,尤其是集输管网、集输设备及采气工艺之间的匹配。因此,需要研究采气工艺对集输系统的影响规律,确定管网系统工艺参数的变化范围及特征,研究不同集输模式下的配套工艺和设备选择原则,研究可调式静态引射器、气波引

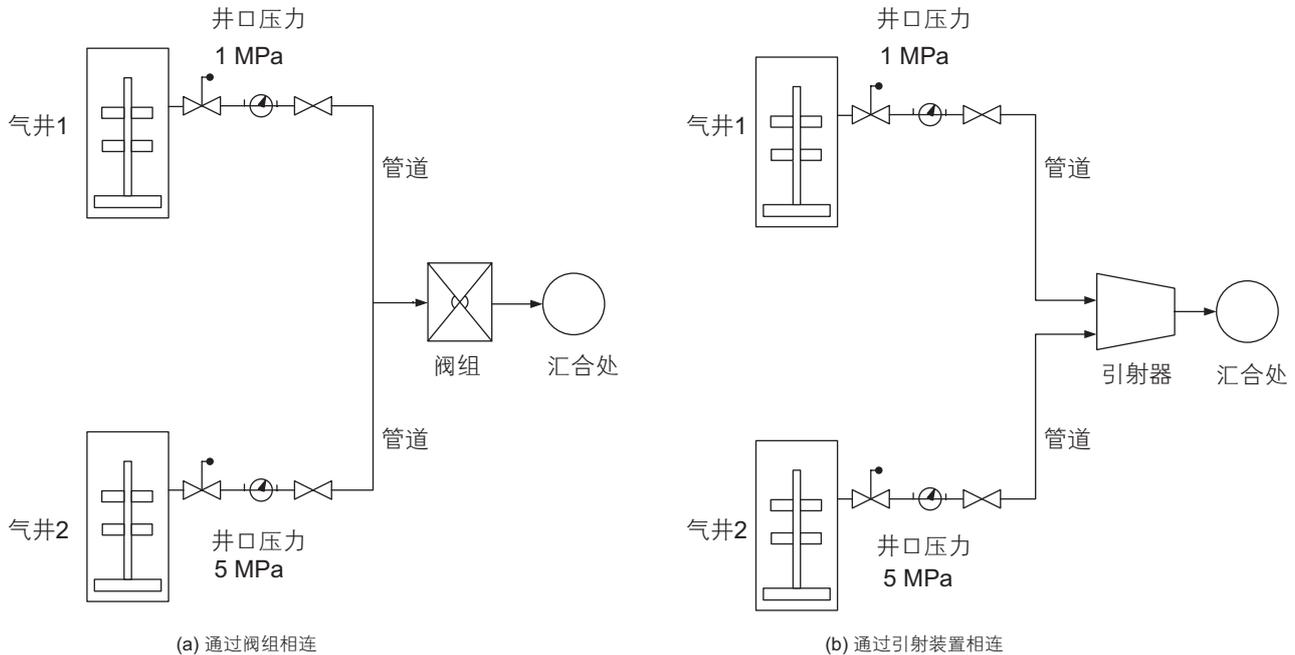


图1 高低压井连接方式示意图

Fig. 1 Schematic diagram of connection types between two highly different pressure systems

射器等新集输设备的匹配及具体参数要求, 提出不同时段的一体化和模块化的集输生产方法, 以提高多气合采的经济效益。集输系统工艺参数智能匹配问题, 就是研究全开发周期内, 采气工艺和集输设备边界条件发生变动时的系统优化问题。

3 多气合采地面集输研究建议

为解决以上关键问题, 一是需要与采气工艺紧密配合, 综合分析层间、井间、井与管网之间的流动关系, 发展适合多气合采的集输工艺技术; 二是集输工艺与新型集输设备紧密配合, 发展多气合采集输系统模拟及优化技术; 三是以系统工程理论为指导, 全面考虑系统效率、参数匹配等技术目标, 发展集输工艺参数智能匹配技术。三者依次递进, 一二是空间上的优化, 三是时间上的优化, 最终形成多气合采全开发周期集输和处理工艺, 为未来规模化开发提供有力的技术支持和保障。

3.1 结合采气工艺的多气合采集输工艺技术

集输工艺流程是地面工程的主体部分及集输系统设计中的先行环节, 是集输系统模拟及优化的基础, 决定了流体的地面流通途径和各集输设备进出口关键参数(压力流量等)的范围。不同气藏的地质及开发特性对地面集输工艺产生重大影响, 地面服从地下。整

体而言, 国外地质条件及开发特性较好, 可以直接采用常规天然气集输技术或者进行部分改进优化, 尤其是美国典型的各大非常规气田基本沿用常规天然气田的集输技术^[28-32]。我国受制于地质及气藏原因, 发展了多种适用于不同非常规天然气田的集输工艺: 沁水盆地煤层气“分片集输一级增压”的集输工艺^[33-34]; 苏里格气田“井下节流, 井口不加热、不注醇, 中低压集气, 井口带液计量, 井间串接, 常温分离, 二级增压, 集中处理”的集输新工艺技术^[35]; 靖边气田的“多井高压集气、集中注醇、集气站脱水、干气集气、统一脱水脱硫脱碳”工艺技术。

由上可知, 非常规气田集输工艺并无固定模式, 而是由气田开发方案、气井压力、产量、温度、井网布置、井间距、地形地貌、开采年限、产品方案等众多因素综合决定。以上单气集输工艺往往局限于单一压力体系, 层间、井间、井与管网之间的流动关系较为简单, 多压力体系特点下的多气合采地面集输并不是单气集输的简单叠加, 需要与采气工艺紧密配合, 在充分借鉴以往集输模式的基础上, 重点研究以下内容:

(1) 不同合采方式的输送方案。单气集输中, 井口只有一条气体管道且为同种气体; 同井同时合采、同井同时分压合采和同井产层接替合采的井筒流动通道有差异, 井口有多条气体管道, 同一时间不同井口的气体种类及压力范围相差较大(同井同时产致密气和

煤层气、同井交替产致密气和煤层气等情况), 需要综合考虑对不同气体进行高低压分输或高低压混合输送及混合的位置。

(2) 井下节流及引射技术的优选。井下节流浪费原有高压能量, 同时需考虑水合物防治问题, 节流程度和效果受气体组分、地温等条件影响; 引射技术能够同时接收高低压气源, 实现压力自平衡, 在油田天然气处理站^[36]和天然气调峰装置^[37]均成功利用引射技术, 实现了高低压气源的有效平衡, 应该开展引射技术在多气合采集输系统中的应用研究。

(3) 抗井间干扰技术。页岩气井、致密气井可采用井下节流解决井间干扰, 但不适用于低压煤层气, 多气合采各井相连后要考虑由高压井对低压井的“倒灌”现象。文献[38][39]提出了煤层气田“井间匹配性”的概念和定量分析方法, 但这只是针对单一煤层气低压系统的匹配性研究。多气合采涉及到不同压力体系和不同集输模式, 更为复杂, 目前尚未见到其他已发表的资料, 还需进一步研究。

(4) 集输模式的评价研究。目前集输模式往往基于工程试验, 从经济可行的角度进行选择, 缺乏系统性考核及评价, 应引入系统工程方法, 从可行性、经济性、适应性、安全性等多维度建立评价指标体系, 开展集输模式的评价研究。

3.2 包含引射装置的多气合采集输系统模拟及优化技术

集输工艺确定后需要进行集输系统模拟及优化。系统模拟包括水力和热力计算, 得到管网的流动参数, 如流量、压力和温度; 系统优化通过对管网形态结构、管网布局、管网参数等优化, 使得集输系统更具经济性; 前者是后者的基础。因此应该开展以下研究:

(1) 井筒流动规律探究。当井口未达到临界流动时, 地层压力的变化导致井口压力和产气量随之变化, 在井筒与地面管网模拟中需要将气藏、井筒和地面管网作为一个整体进行研究, 分析气体在气藏、井筒和地面管网内的流动过程, 从而对气井的生产状态进行准确预测^[40-41]。但以往的一体化研究中井筒结构较为简单, 且做了一定的简化。多气合采需要在井筒中构造相应的压力体系, 使不同储层产出物顺利进入井筒, 且保证固体颗粒或积液排出井筒维持通道的通畅, 因而井筒结构复杂, 不同环空输送不同的流体, 整体的流动规律及传热规律复杂。

(2) 包含引射装置的复杂管网计算技术。常规天然气集输管道中主要为气液两相流; 煤层气采用排水开采, 集输管道中存在气、水、煤粉颗粒; 页岩气采用

水力压裂, 集输管道中存在气、水、凝析油及砂砾; 而多气合采产出的天然气中含有大量的水、微小的煤颗粒和砂等固相杂质以及凝析油, 这种多相并存的状态使工艺计算和流动管理变得更加复杂。虽然国内外在复杂管道管网工艺计算上开展了大量研究并取得了一定成果^[42-44], 但大多仍然停留在气液两相上, 专门针对气液固三相及煤层气、页岩气特定管网的研究非常少; 多气合采产出物复杂、流动规律更加复杂, 多相作用下水、煤粉及凝析油对管道的压降影响尚不清楚; 过去国内外学者大多以管道作为研究对象, 针对管网热力计算研究很少, 尚无完整、统一的管网热力计算理论。此外, 多气合采集输中可采用引射装置提高集输效率, 但以往地面集输研究中很少涉及引射装置, 目前尚无学者开展包含引射装置的复杂管网计算研究, 各大模拟软件也无法模拟。因此, 需要研究气液固多相管流流动规律, 研究颗粒沉积特性、液相积液特性和临界参数的确定方法, 研究管网热力计算理论, 研究引射装置在集输系统中的特性及适应性, 从而完成包含引射装置的复杂管网水力热力计算。

(3) 包含引射装置的集输系统优化。国内外已开展了大量集输系统优化研究^[45-52], 确定管网形态后采用分级优化策略, 分解为布局优化、参数优化和运行优化等子问题, 采用传统优化方法和现代智能算法(图2)对模型进行求解, 取得了一定效果。但考虑复杂影响因素、多管网形态的集输系统布局优化, 全局最优算法开发, 三维地形条件下的最优管网布置等问题尚需开展深入研究^[53], 且已有的研究并未包含引射装置。集输管网本身复杂的约束条件要求集输系统的优化设计研究朝着“多结构类型、多参数融合、高维空间、高效算法”的方向发展, 需要多种方法有机结合, 优势互补^[54]。因此, 未来应该继续从模型和算法两方面进行探究, 很难寻找一种优化方法, 即高效又具有高精度, 关键在于如何简化问题, 在保证其一定精度的基础上改进算法。对多气合采计算应该模块化, 不同问题模型分块, 降低模块内部自由度, 使之能够兼顾精度和速度, 避免容易陷入局部最优解, 且满足多气合采海量节点的计算要求。

3.3 考虑系统效率的集输工艺参数智能匹配技术

非常规天然气的滚动开发是一个涵盖产能建设期、稳定生产期和产能递减期的全开发周期过程, 不同时段地面集输系统需进行不断调整以适应地层引起的产能变化的要求。但已有的研究大多集中于产能建设期, 仅有部分学者针对煤层气集输系统采用Prime算法解

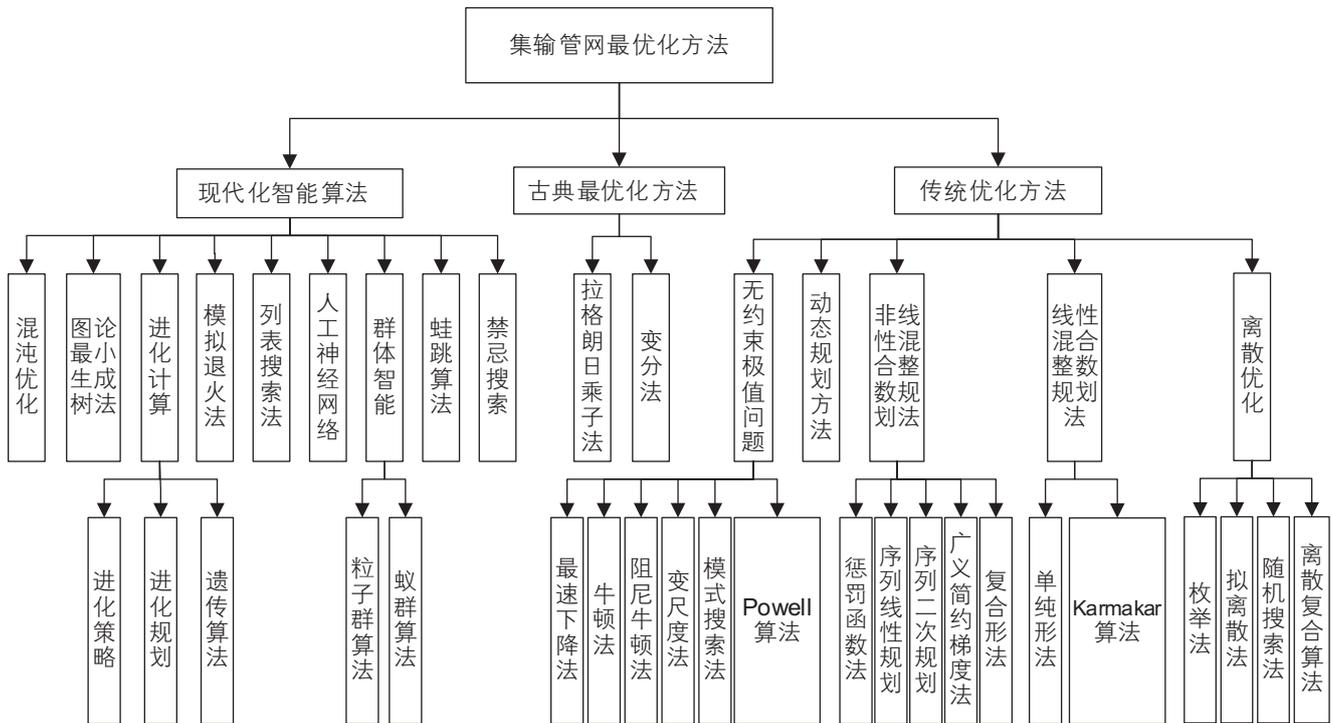


图2 常见集输管网优化方法

Fig. 2 Common optimization methods of gathering pipeline network

决稳定生产期中井网加密设计时新井接入已有管网的问题,采用聚类分析算法识别新老区块,完成产能递减期外扩井新增产能建设的设计。此外,系统效率往往只从能耗角度考虑。多气合采随着滚动开发的进行,集输管网日益复杂,管网中各井之间的运行操作相互干扰、运行参数相互影响,给系统分析、优化带来了巨大的困难,需要研究煤层气、页岩气和致密气井在不同分布形式和不同时段的一体化和模块化的集输生产方法,形成考虑系统效率的集输工艺参数智能匹配技术。研究思路如下:

(1)研究采气工艺对地面的影响规律。以系统工程原理为指导,与采气工程结合,综合分析煤层气、页岩气、致密气的衰减规律,在不同多气合采方式下,全面考虑井、管网、处理设备等多种因素的协调一致性,将地下采气与地面集输进行关联,确定管网系统工艺参数变化的范围及特征。

(2)采用柔性规划方法确定关键参数。考虑不确定因素,使系统有灵活的应对能力,不是寻找未来某种预测场景最优规划方案,而是以最小的代价适应可能出现环境变化。从管网系统工艺参数中确定关键参数,研究其对管网压力级制及管网形态的影响,确定影响管网布局的采气临界参数,确定各种不同形态管网的适用范围、组合使用方式和评价方法。

(3)研究集输系统效率、匹配性的表征形式及计算方法,建立目标函数。根据不同采气工艺的井口压力及产量变化规律,调研各种井口开采设备(包括引射增压设备)的特性,以能量利用为重点,研究系统效率与集输工艺及设备的关系。研究集输规模随开发进程、开发模式的变化关系;研究不同开发阶段,集输模式的适应性;不同集输模式下,配套技术工艺、设备选择的适应性,尤其是不同压力体系下引射设备的作用机理、不同阶段引射设备的适用范围。

(4)考虑时间因素,确定约束条件,提出不同时段一体化和模块化集输工艺方法(不同生产时期井口压力变化条件下的高效集输问题)。考虑不同产层、不同井的接替,将集输工艺、处理工艺以及集输设备进行匹配,在多气合采条件下,统筹考虑各项参数随时间的变化,以系统效率和成本为目标建立管网优化模型,从而统筹考虑各方面的因素,充分发挥各种资源的优势,实现采收率最大化。研究生产井动态监测、调节控制对集输系统的影响,使得集输系统在保持较高的系统效率下适应不同的采气动态参数。

4 结束语

(1)近年来的地质勘探及先导性试验表明将煤层

气、页岩气及致密气进行多气合采具有良好的开发前景及经济效益,但目前仍处于起步探索阶段,较为可行的合采方案有同井同时合采、同井同时分压合采、同井产层接替合采。

(2)单种非常规天然气的地面集输技术无法满足多气合采多压力体系特性条件下的集输要求,不同多气组合都会带来不同问题,但压力匹配问题是其突出共性,也是经济高效地面集输的关键,具体表现为产层、

井间、井与管网之间匹配,高低压流体能量利用,集输系统工艺参数智能匹配等3个关键问题。

(3)针对以上3个关键问题,提出了3个对应的研究方向,具体包括:①结合采气工艺的新集输工艺,②包含引射装置的集输系统模拟及优化,③考虑系统效率的集输工艺参数智能匹配。可通过研究形成相应技术,为多气合采地面集输的技术优化与创新提供借鉴。

参考文献

- [1] 邹才能,张国生,杨智,等.非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J].油勘探与开发,2013,40(4):385-399,454. [ZOU C N, ZHANG G S, YANG Z, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385-399, 454.]
- [2] WANG Q, CHEN X, JHA A N, et al. Natural gas from shale formation – the evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2014, 30(2): 1-28.
- [3] The USA Department of Energy. Modern shale gas development in the United States: A Primer[M]. Oklahoma City: Ground Water Protection Council, 2009.
- [4] BUNCH A G, PERRY C S, ABRAHAM L, et al. Evaluation of impact of shale gas operations in the Barnett Shale region on volatile organic compounds in air and potential human health risks[J]. Science of the Total Environment, 2014, 468-469(2): 832-842.
- [5] ZHU W, SONG H, HUANG X, et al. Pressure characteristics and effective deployment in a water-bearing tight gas reservoir with low-velocity Non-Darcy flow[J]. Energy & Fuels, 2011, 25(3): 1111-1117.
- [6] 岑康,江鑫,朱远星,等.美国页岩气地面集输工艺技术现状及启示[J].天然气工业,2014,34(6):102-110. [CEN K, JIANG X, ZHU Y X, et al. The state-of-the-art of the surface gathering and transportation technologies in US shale gas fields and its enlightenment to China[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 102-110.]
- [7] VENGOSH A, JACKSON R B, WARNER N, et al. A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States[J]. Environmental Science & Technology, 2014, 48(15): 8334-8348.
- [8] 陈仕林,齐建波,周军,等.煤层气田地面集输技术进展[J].油气储运,2015,34(12):1276-1279. [CHEN S L, QI J B, ZHOU J, et al. Progresses in surface gathering techniques in coal-bed methane (CBM) fields[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(12):1276-1279.]
- [9] TIAN L, WANG Z, KRUPNICK A, et al. Stimulating shale gas development in China: A comparison with the US experience[J]. Energy Policy, 2014, 75: 109-116.
- [10] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,33(2):173-187. [ZOU C N, ZHU R K, WU S T, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.]
- [11] MARDON S M, EBLE C F, HOWER J C, et al. Organic petrology, geochemistry, gas content and gas composition of Middle Pennsylvanian age coal beds in the Eastern Interior (Illinois) Basin: Implications for CBM development and carbon sequestration[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 127: 56-74.
- [12] BAIHLY J D, ALTMAN R M, MALPANI R, et al. Shale gas production decline trend comparison over time and basins[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September, Florence, Italy, 2010.
- [13] 周亚云,侯磊,刘梦琦,等.页岩气田集输系统工艺技术分析与研究[J].油气田地面工程,2016,35(2):12-16. [ZHOU Y Y, HOU L, LIU M Q, et al. Analysis and research on process and technology of gathering and transportation system in shale gas field[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering 2016, 35(2): 12-16.]
- [14] FAN L, LUO F, LINDSAY G, et al. The bottom-line of horizontal well production decline in the Barnett shale[C]. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, March 27-29, 2011.
- [15] 梁光川,余雨航,彭星煜.页岩气地面工程标准化设计[J].天然气工业,2016,36(1):115-122. [LIANG G C, YU Y H, PENG X Y. Standardized surface engineering design of shale gas reservoirs[J]. Nature Gas Industry, 2016, 36(1): 115-122.]
- [16] KARGBO D M, WILHELM R G, CAMPBELL D J. Natural gas plays in the Marcellus shale: Challenges and potential opportunities[J]. Environmental Science & Technology, 2010, 44(15): 5679-5684.

- [17] 陆争光, 韩善鹏, 王威, 等. 煤层气/页岩气地面集输技术及其对比分析[J]. 当代化工, 2015, 44(8): 1924–1927, 1930. [LU Z G, HAN S P, WANG W, et al. Surface gathering and transportation technologies of coalbed methane and shale gas and their comparison analysis[J]. Contemporary Chemical Industry, 2015, 44(8): 1924–1927, 1930.]
- [18] 秦勇, 申建, 沈玉林. 叠置含气系统共采兼容性——煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 14–23. [QIN Y, SHEN J, SHEN Y L. Joint mining compatibility of superposed gas-bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 14–23.]
- [19] 周豪, 王超勇. 煤层气、页岩气、致密砂岩气联合开采可行性分析——以川西坳陷须家河组为例[EB/OL]. [2018–05–26]. <http://www.paper.edu.cn/releasepaper/content/201403-747>. [ZHOU H, WANG C Y. The feasibility study on the joint exploitation of deep coalbed methane, shale gas and tight sandstone gas—an example from gas exploration in the Xujiahe formation of the western Sichuan depression, the Sichuan basin. [EB/OL]. [2018–05–26]. <http://www.paper.edu.cn/releasepaper/content/201403-747>.]
- [20] 郭本广, 许浩, 孟尚志, 等. 临兴地区非常规天然气合探共采地质条件分析[J]. 洁净煤技术, 2012, 18(5): 110–112, 115. [GUO B G, XU H, MENG S Z, et al. Geology condition analysis for unconventional gas co-exploration and concurrent production in Linxing area[J]. Clean Coal Technology, 2012, 18(5): 110–112, 115.]
- [21] 易同生, 周效志, 金军. 黔西松河井田龙潭煤系煤层气—致密气成藏特征及共探共采技术[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 212–220. [YI T S, ZHOU X Z, JIN J. Reservoir formation characteristics and co-exploration and concurrent production technology of Longtan coal measure coalbed methane and tight gas in Songhe field, western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 212–220.]
- [22] AKBARI P, NALIM R. Review of recent developments in wave rotor combustion technology[J]. Journal of Propulsion & Power, 2009, 25(4): 833–844.
- [23] KENTFIELD J. Wave rotors and highlights of their development[C]. 34th AIAA/ASME/SAE/ASEE Joint Propulsion Conference and Exhibit. 1998, p3248.
- [24] 刘双全, 汪雄雄, 樊莲莲, 等. 靖边气田喷射器和压缩机组合增压新工艺[J]. 天然气工业, 2013, 33(5): 96–99. [LIU S Q, WANG X X, FAN L L, et al. A new technique of supercharging by ejectors and compressors in the Jingbian Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(5): 96–99.]
- [25] 赵文静, 胡大鹏, 刘培启, 等. 端口夹角对气波引射器性能的影响和预测[J]. 化工学报, 2012, 63(2): 572–577. [ZHAO W J, HU D P, LIU P Q, et al. Influence of port angle on performance of gas wave ejector and prediction for optimal angle[J]. CIESC Journal, 2012, 63(2): 572–577.]
- [26] 吴革生, 种道彤, 刘双全, 等. 高效开采低压天然气引射装置的试验研究[J]. 工程热物理学报, 2009, 30(6): 974–976. [WU G S, ZHONG D T, LIU S Q, et al. Experimental investigation of efficient injector of low pressure natural gas[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2009, 30(6): 974–976.]
- [27] 魏丽. 气波引射器的参数优化及实验研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2012. [WEI L. Parameter optimization and experimental study of gas wave ejector[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2012.]
- [28] 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: 14–23.
- [29] LAWLOR K A, CONDER M. Gathering and processing design options for unconventional gas[J]. Oil & Gas Journal, 2013, 3(4): 54–58.
- [30] 李丽敏, 侯磊, 刘金艳. 国内外页岩气集输技术研究[J]. 天然气与石油, 2014, 32(5): 5–10. [LI L M, HOU L, LIU J Y. Study on shale gas gathering and transportation technology at home and abroad[J]. Natural Gas and Oil, 2014, 32(5): 5–10.]
- [31] 肖燕, 孟庆华, 罗刚强, 等. 美国煤层气地面集输工艺技术[J]. 天然气工业, 2008, 28(3): 111–113. [XIAO Y, MENG Q H, LUO G Q, et al. American technology on CBM gas gathering and ground transportation[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(3): 111–113.]
- [32] ZHU L, YUNG J, LUO D. A new approach to estimating surface facility costs for shale gas development[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 36: 202–212.
- [33] 陈仕林, 李建春. 沁南潘河煤层气田“分片集输一级增压”集输技术[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 35–38. [CHEN S L, LI J C. A case history of the Panhe CBM Gas Field of the southern Qinshui Basin: Per-well gas gathered by each individual fractional valve set to one centralized boosting station[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(5): 35–38.]
- [34] 薛岗, 许茜, 王红霞, 等. 沁水盆地煤层气田樊庄区块地面集输工艺优化[J]. 天然气工业, 2010, 30(6): 87–90. [XUE G, XU Q, WANG H X, et al. Process optimization of surface gathering system: Case history of the Fanzhuang Block in the coalbed methane gas fields, Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(6): 87–90.]
- [35] 赵勇, 王晓荣, 王宪文, 等. 苏里格气田地面工艺模式的形成与发展[J]. 天然气工业, 2011, 31(2): 17–19. [ZHAO Y, WANG X R, WANG X W, et al. Formation and development of ground surface technologies in the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(2): 17–19.]
- [36] 王磊, 于相东, 王晶. 引射器在回收天然气回流压力能工程中的应用[J]. 当代化工, 2013, 42(8): 1088–1090. [WANG L, YU X D, WANG J. Application of ejector in recovering pressure energy of natural gas recirculation in the engineering[J]. Contemporary Chemical

- Industry, 2013, 42(8): 1088–1090.]
- [37] 徐正好, 姜小敏, 钱尚源. 天然气超音速引射升压调峰系统研究与应用[J]. 油气储运, 2009, 28(10): 14–18. [XU Z H, JIANG X M, QIAN SHANG Y. Study and application of supersonic ejector system for natural gas peak-shaving[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2009, 28(10): 14–18.]
- [38] 周军, 李晓平, 周诗维. 煤层气集输系统的井间匹配性[J]. 油气田地面工程, 2014, 33(1): 1–2. [ZHOU J, LI X P, ZHOU S W. Interwell matching of coalbed gas gathering system[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2014, 33(1): 1–2.]
- [39] ZHOU J, LI X P, CHENG M Y, et al. The interwell pressure matching analysis of different topologies in the gathering and transporting system[C]. The 10th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2014, p V004T01A003–V004T01A003.
- [40] ZHOU J, LIANG G C, DENG T, et al. Coalbed methane production system simulation and deliverability forecasting coupled surface network wellbore reservoir calculation[J]. International Journal of Chemical Engineering, 2017(5): 1–13.
- [41] COATS B K, FLEMING G C, WATTS J W, et al. A generalized wellbore and surface facility model, fully coupled to a reservoir simulator[J]. Spe Reservoir Evaluation & Engineering, 2013, 7(2): 132–142.
- [42] 左丽丽. 输配气管网运行仿真研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2005. [ZUO L L. Study on operation simulation of gas transmission and distribution network[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2005.]
- [43] 白建辉. 天然气管网稳态分析综合方法及比较研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2007. [BAI J H. Study of comprehensive methods on nature gas pipe network steady analysis and comparison [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2007.]
- [44] 吕维润. 热力网热力计算建模方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2011. [LV W R. Modeling method of thermodynamic calculation of thermal network[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.]
- [45] 梁永图, 张浩然, 马晶, 等. 油气田集输管网系统优化研究进展[J]. 油气储运, 2016, 35(7): 685–690. [LIANG Y T, ZHANG H R, MA J, et al. Advances in optimization study of oil and gas field gathering pipeline network[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(7): 685–690.]
- [46] ZHOU J, LI X P, DENG T, et al. Layout optimization of branch pipeline network on curved surface using genetic algorithm[C]. The 10th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2014, p V001T03A015–V001T03A015.
- [47] ZHANG H R, LIANG Y T, WU M Y, et al. Study on the optimal topological structure of the producing pipeline network system of CBM fields[C]. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, December 6–9, 2015.
- [48] VIEIRA I N, ALBRECHT C H, LIMA B S L P D, et al. Towards a computational tool for the synthesis and optimization of submarine pipeline routes[C]. The Twentieth International Offshore and Polar Engineering Conference, Beijing, China, June 20–25, 2010.
- [49] 杨建军, 战红, 刘扬, 等. 星状原油集输管网拓扑优化的混合遗传算法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(4): 166–169. [YANG J J, ZHAN H, LIU Y, et al. Hybrid genetic algorithm for topology optimization of stellated oil gathering and transportation pipeline network[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2008, 30(4): 166–169.]
- [50] EL-MAHDY O F M, AHMED M E H, METWALLI S. Computer aided optimization of natural gas pipe networks using genetic algorithm[J]. Applied Soft Computing, 2010, 10(4): 1141–1150.
- [51] 何国玺, 梁永图, 方利民, 等. 考虑三维地形及障碍的煤层气田集输系统布局优化[J]. 油气储运, 2016, 35(6): 638–647. [HE G X, LIANG Y T, FANG L M, et al. Layout optimization of gathering systems in CBM fields considering three dimensional terrains and obstacles[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(6): 638–647.]
- [52] LUCENA R R D, BAIOCO J S, LIMA B S L P D, et al. Optimal design of submarine pipeline routes by genetic algorithm with different constraint handling techniques[J]. Advances in Engineering Software, 2014, 76(3): 110–124.
- [53] 刘扬, 陈双庆, 魏立新. 油气集输系统拓扑布局优化研究进展[J]. 油气储运, 2017, 36(6): 601–605. [LIU Y, CHEN S Q, WEI L X. Research progress on topology layout optimization of oil and gas gathering and transportation system [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36(6): 601–605.]
- [54] 周军, 李晓平, 邓涛, 等. 集输系统优化设计研究的体系结构与发展方向[J]. 油气储运, 2014, 33(7): 707–713. [ZHOU J, LI X P, DENG T, et al. Structure and trend of optimal design of gathering system [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(7): 707–713.]

Issues and proposals of a surface gathering system in multi-gas co-production

HONG Bingyuan¹, LI Xiaoping¹, LI Yu¹, ZHOU Jun², ZHOU Yanhong¹, WEI Baocheng¹, GONG Jing¹

1 National Engineering Laboratory for Pipeline Safety/ MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering /Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102200, China

2 Department of Storage and Transportation Engineering, College of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

Abstract Unconventional natural gas reserves are abundant on earth. Natural gas is regarded as a substitute for conventional coal and oil because it is cleaner. Preliminary gathering and transportation technologies suited for coalbed methane, shale gas and tight sandstone gas have been developed in China. In recent years, the feasibility of multi-gas co-production (co-exploration and concurrent production of coalbed methane, shale gas and tight sandstone gas) has been proved by a series of exploratory developments and pilot tests. Through multi-gas co-production, the costs will reduce and economic efficiency and resource utilization will improve. However, these technologies are still at an initial stage. In addition to the difficulties in a single unconventional natural gas gathering and transportation system, there is another key issue which needs to be solved. Namely, how to overcome the conflicts between gases of different pressure levels in a diverse pressure gathering system. This is mainly in: (1) the pressure matching between production layers, individual wells and gathering networks, (2) the coordinated utilization of energy among the gases of different pressure levels, (3) the intelligent matching of process parameters in gathering and transportation systems. In order to produce gas from these different sources in an economical and efficient way, the difficulties mentioned above will need to be solved by carrying out the following studies: (1) Techniques for integration of gas production and gathering and transportation for multi-gas co-production, (2) simulation and optimization technique of multi-gas co-production gathering systems containing ejector devices, (3) intelligent matching techniques for the gathering and transportation process parameters considering the system efficiency.

Keywords multi-gas co-production; unconventional gas; surface gathering system; simulation and optimization; parameter matching

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.02.019

(编辑 马桂霞)