

苏里格气田水平井整体开发区地面工艺技术

周艳杰¹ 张国伟¹ 王登海² 池坤² 韦玮² 郭晓静³

1. 中国石油长庆油田公司规划计划处 2. 西安长庆科技工程有限责任公司 3. 中国石油川庆钻探工程公司川西钻探公司

周艳杰等. 苏里格气田水平井整体开发区地面工艺技术. 天然气工业, 2014, 34(3): 131-136.

摘要 为了实现中国石油长庆油田公司苏里格气田水平井整体开发“集群化”部署、“工厂化”作业的目标,在已有的井下节流技术基础上,对地面工艺进行了优化:①集气站的集气半径由常规的6 km增加到7 km;②增加设计规模分别为 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $150 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的标准化集气站;③优选单台功率为957 kW的大规模处理量压缩机;④改变了采气管线的串接方式,井口来气通过采气管线输送至采气干管,采气干管通过采气总管串接,最终输送至集气站;⑤井场通讯由原来的数传电台调整为光纤传输,数据保密性更好,系统性能稳定可靠。同时研制了 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 一体化集气集成装置,具有“进站紧急截断、干管远程放空、气液分离、流程切换、外输计量、清管、自用气供给、闪蒸、放空分液、自动排液”10项功能;还研发了电控一体化集成装置,形成了大丛式井组标准化、系列化设计技术,为气田的规划及有效开发提供了技术支持。

关键词 地面工艺 水平井整体开发区 集群化 工厂化 一体化集成装置 集气站 采气总管 苏里格气田

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2014.03.022

Ground engineering construction for the horizontal well development zone in the Sulige Gas Field, Ordos Basin

Zhou Yanjie¹, Zhang Guowei¹, Wang Denghai², Chi Qun², Wei Wei², Guo Xiaojing³

(1. Planning Department of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. Xi'an Changqing Scientific & Technological Engineering Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. Chuanxi Division of Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., CNPC, Chengdu, Sichuan 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 34, ISSUE 3, pp.131-136, 3/25/2014. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: For achieving the goal of “centralized and grouped” deployment and “factory-like” production of horizontal well development in the Sulige Gas Field, the ground engineering construction project was optimized based on the existing downhole throttling technology. First, the radius of gas collecting was increased from the regular 6 to 7 km in a gas gathering station. Second, standardized gas gathering stations were designed with the respective capacity of 1000, 1500, and 2000 thousand m^3/d . Third, a large-capacity compressor with a 957 kW power was optimally selected. Fourth, the cascading mode of gas gathering lines was changed in this way: the wellhead gas flowed through gathering lines to trunk lines, then was collected by header pipes, and finally went to a gas gathering station. Fifth, data transfer radio was turned into optic fiber transmission to achieve a better wellsite communication with high data security and steady system performance. Meanwhile, an integrated gas gathering unit was developed with the capacity of 1000 thousand m^3/d equipped with many functions such as station-entrance emergency shutdown, remote venting in trunk lines, gas-liquid separation, handover flow, transmission measurement, pigging, self-use gas supply, flashing, automatic liquid discharging, etc. Also, an electronic integration device was developed to form standards and series for design technologies of cluster well groups, thus providing technical support for programming and efficient development of a gas field.

Keywords: surface engineering process, horizontal well development, centralized and group deployment, factory-like production, integrated unit, header pipe, gathering station, Sulige Gas Field, Ordos Basin

基金项目: 中国石油天然气集团公司致密气藏低成本地面配套工艺技术(编号:2010E-2305)。

作者简介: 周艳杰, 1985年生, 工程师; 现在中国石油长庆油田公司规划计划处从事规划计划工作。地址: (710018) 陕西省西安市未央区凤城四路长庆油田综合科研楼 1802 房间。电话: (029)86596078, 15229360031。E-mail: zhouyanjie1985@163.com

1 水平井整体开发区概况

为贯彻落实中国石油天然气集团公司“建设大气田”“把鄂尔多斯盆地建设成为石油天然气的重要能源基地”的重要指示,中国石油长庆油田公司(以下简称长庆油田)计划在苏里格气田建设大规模的水平井整体开发区。该水平井整体开发区的开发特点既不同于长庆油田传统的靖边(气田)模式^[1-4],也不同于后期开发的榆林(气田)模式^[5]。

2 水平井整体开发特点

2.1 水平井大井丛集群化部署

2012 年该区域共部署 10 余个井丛,其中最大井丛有 12 口井。

2.2 水平井单井产量高

根据对区内的地质认识,按照“骨架井控制砂体、水平井提高产量”的开发思路,优选富集区开展水平井开发试验。期间完钻气井产量较高,试验表明气层主力优势明显,适合水平井开发,效果明显优于直井。在综合地质研究的基础上,地质地震勘探相结合,优选富集区,筛选水平井整体开发有利区,开展水平井整体建产。

2.3 水平井排列整齐

结合相关论述,水平井基本以“横平竖直”为原则布置,排列相对较整齐,有利于地面管网布局及建设。

2.4 区域内社会环境复杂

随着气田建设快速发展,该区域内部社会环境日趋复杂。区域内分布有 3 个沙地柏保护区、10 多个煤矿区、水源保护区和规划区等,气田开发建设与地方保护区及煤矿区的矛盾日趋明显。

3 水平井整体开发区地面工艺技术

针对水平井整体开发的特点,结合区域内复杂的外协环境,以实现“集群化”部署、“工厂化”作业为目标,在已有的苏里格气田井下节流技术基础上^[6],对地面工艺技术进行了优化。

3.1 水平井整体开发区集气站布局

3.1.1 优化集气站集气半径

结合水平井产量高的特点,在苏里格气田已建设区块运行经验的基础上,优化了集气站集气半径^[7]。

集输系统的优化通常是在压力系统确定的基础上以管网总投资费用最小为目标,苏里格气田采用井下节流工艺后,井口压力不高于 1.2 MPa,进集气站压力为 0.8 MPa,增压外输,到计量交接站压力不小于 3.2 MPa^[8]。集输系统的主要投资为采气管线、增压集气站、集气支线,当这 3 部分投资之和最低时所对应的集气半径即为最优集气半径^[9]。

一般的计算方法是以集气站所辖单井到集气站距离之和最短为目标,确定最优集气站位置,计算采气管线投资费用。而苏里格气田水平井单井产量高,排列整齐规律,必须要考虑管径、长度以及干管的最大接井数。以水平井开发区为例,在规模和产能明确的情况下,以集气半径为 5 km、6 km、7 km、8 km 计算不同规模、不同集气半径下的单井采气管线的平均投资费用。

为确保计算的可行性,做如下假定:

1) 根据“集中建产,井间加密接替”的开发方式,假定区块内集气站、集气支线在建产期均能建成,稳产期只加密单井。

2) 采用英国 ESI 公司的气体管线瞬态和稳态模拟计算软件,按照单井平均配产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、井口压力为 1.3 MPa、进站压力为 1.0 MPa 计算。

3) 根据苏里格压力递减规律以及干管的最大接井数量,一般 3~4 年内的井可串入同一干管,因此,将单井随机分成 3 组分别串接,分别为建成期单井(占总数的 40%)、前期稳产单井(占总数的 30%)、后期稳产单井(占总数的 30%)。

4) 考虑建产期、稳产期每年钻井数量和顺序不一样,增加了串接的无序度,管线的最终投资增加 1.2 倍的调整系数。

取多次模拟计算的平均值,结果见表 1。

表 1 各集气规模、集气半径下的单井平均投资费用表

建井密度/ (口 · km ⁻²)	集气半径/ km	井数/ 口	管道长度/km					单井投资 费用/万元	等效长度/ (km · 口 ⁻¹)
			∅114 mm 管道	∅159 mm 管道	∅219 mm 管道	∅273 mm 管道	∅323.9 mm 管道		
0.169	5	17	35	87	121	312	151	83.69	3.39
	6	24	42	93	132	324	159	88.57	3.59
	7	33	49	98	142	347	168	94.60	3.83
	8	44	58	107	157	360	181	100.90	4.08

区块在计算采气管线投资费用时,先将区块面积和建产规模折算为建井密度,按照插值法计算得到相应建井密度下各集气半径下的单井采气管线平均投资费用。

3.1.2 确定集气站及集气支线的投资费用

根据区块面积分别按 6~8 km 的集气半径进行布站,根据布站的数量和建产的规模确定各集气站的规模,从而确定集气站的投资费用。根据布站位置和集气站的集气规模确定集气支线的走向、管径大小,计算集气支线的投资费用。以该水平井开发区为例,区块面积、建产能、建井数确定,集气站布局有如下 3 种方案^[10]:

1) 方案 1,集气半径为 6 km,需建 12 座集气站。按照等效面积计算,集气半径为 5.79 km,单井管线的等效长度为 3.59 km。

2) 方案 2,集气半径为 7 km,需建 11 座集气站。按照等效面积计算,集气半径为 6.73 km,单井管线的等效长度为 3.83 km。

3) 方案 3,集气半径为 8 km,需新建集气站 10 座。按照等效面积计算,集气半径为 8.12 km,单井管线的等效长度为 4.08 km。

上述 3 种方案的投资费用对比情况见表 2。

表 2 3 种方案的投资费用对比表

方案序号	采气管线投资费用	集气支线投资费用	集气站投资费用	合计投资费用
方案 1	61 764	9 281	59 113	130 158
方案 2	64 990	7 929	56 102	129 021
方案 3	69 318	8 037	53 811	131 166

从上述 3 个方案可以看出,方案 2 投资费用最低,对应区域的最佳集气半径为 6.73 km,建 11 座集气站。相对于苏里格气田常规 6 km 的集气半径,集气站集气半径增加至 7 km,扩大了集气站的控制范围,减少了布站数量,减少了管理点,降低了运行费用。水平井整体开发区集气站控制范围如图 1 所示。

3.2 大规模标准化集气站设计技术

为适应水平井整体开发需要,在苏里格气田已有的标准化集气站基础上^[11],增加了设计规模为 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $150 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的标准化集气站,形成了大规模集气站设计技术。

3.2.1 大规模集气站平面布置

集气站总平面布置遵循标准化设计理念,根据生产性质和功能将集气站内分成生产区和辅助生产区。

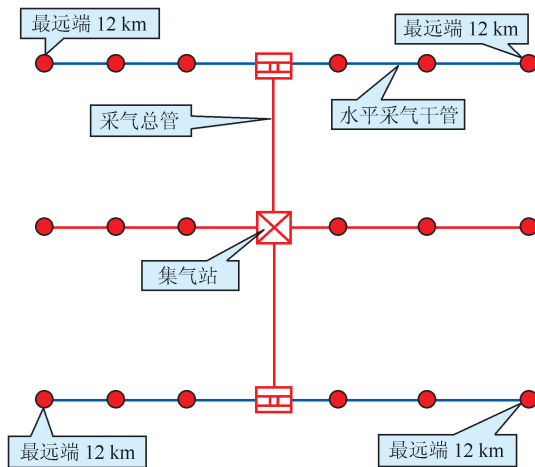


图 1 水平井整体开发区集气站控制范围示意图

生产区内装置间的流程根据产品流向进行布置,使管线短而顺畅,装置区间用道路连接,既能满足运输需要,又能满足消防要求。

生产区主要包括进站截断区、进站区、一体化集成装置区、增压区。辅助生产区主要包括电控一体化集成装置。放空区位于全站最小频率风向的上风侧,距集气站的围墙不小于 40 m,用围墙围成一个独立区域。

为了适应水平井采气管网串接技术,集气站进站区设计为带收球阀进站区,以满足采气总管清管要求。

3.2.2 优选大规模处理量压缩机

根据苏里格气田单井压力下降快、稳产时间短、初期采用节流生产的特点,将气井井口节流后压力降为 1.3 MPa,进站后压力基本维持在 1.0 MPa,最远端集气站需增压到 3.5 MPa 外输。按照长庆油田的使用经验,压缩机以往复型、燃气驱动为主,针对不同规模的集气站,对压缩机进行优选,具体方案为:

1) 方案 1,按照苏里格气田的成熟运行经验,集气站压缩机以单台功率 470 kW 为主^[12],处理规模为 $25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2) 方案 2,由于水平井整体开发区单井产量高,集气站规模大,集气站压缩机以单台功率 957 kW 为主,处理规模为 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3) 方案 3,为降低运行成本,减少压缩机数量,集气站压缩机以单台功率 1 979 kW、957 kW 为主,处理规模分别为 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

压缩机优选对比情况见表 3。

根据以上对比分析,压缩机以单台功率 957 kW 为主的投资最低,由于集气站在建设前期不一定一次达产,需要适当配以小规模压缩机进行调配,避免一次投入设备能力过剩,造成浪费。

表 3 压缩机优选对比表

对比内容	方案 1	方案 2	方案 3
单台压缩机排量/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	25	51	102.50
压缩机单台功率/kW	473	957	1 979.957
机组总投资费用/万元	26 100	28 420	35 140
燃气、电、润滑油等费用/(万元· a^{-1})	7 482	7 324.6	6 841.3
机组运行维护费用/(万元· a^{-1})	1 740	1 073	977
年运行费用/万元	9 222	8 398	7 818
20 a 运行维护费用折现/万元	6 888	62 733	58 400
全寿命费用现值/万元	94 988	91 153	93 540

3.3 大丛式井组标准化、系列化设计技术

根据水平井配产原则,形成大丛式井组标准化、系列化设计技术。水平井井口计量采用“1对1”计量(1台流量计计量1口水平井),直井采用“1对4(不大于4口)”计量(1台流量计计量直井不超过4口),丛式井组平面布置每增加1口井,平面宽度增加15 m。

根据丛式井组标准化设计标准^[13],形成了 H_2 、 H_4 、 C_1H_1 、 C_1H_2 、 C_1H_4 、 C_2H_1 、 C_2H_2 、 C_3H_1 、 C_5H_1 、 C_4H_3 、 C_7H_1 共 11 种丛式井组系列^[14](其中 C 代表直井, H 代表水平井, 数字代表井数)。

3.4 水平井采气管网串接技术

由于该水平井开发区井站几乎全部位于地方煤炭规划区,从减小管线后期串接难度角度考虑,对采气管线的串接方式进行了优化(图 2)^[15]。

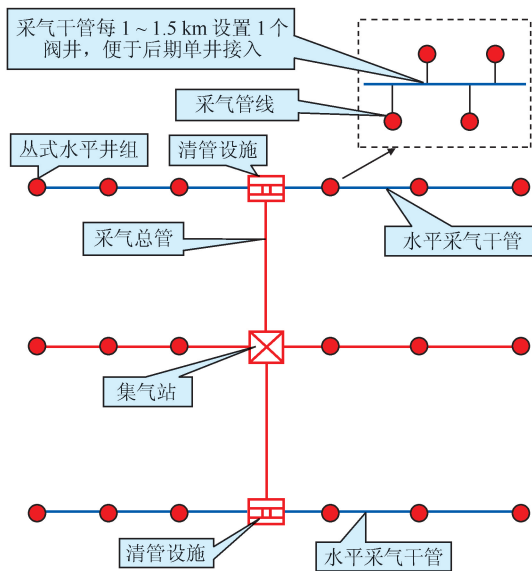


图 2 水平井整体开发区采气管网串接示意图

采气管网按照横平竖直原则,呈“工”字形或“王”字形布置,提前将煤炭柱及管网保护带(管线两边各

100 m 范围)预留好。

采气管网由采气管线、水平采气干管、采气总管 3 部分组成,井口来气通过采气管线输送至采气干管,采气干管通过采气总管串接,最终输送至集气站。由于水平井产量较高,推荐选用大口径采气干管。由于单井中低压运行,压力较低,携液能力差,提出采气干管增加清管功能,同时在集气站设清管器接收装置,定期对采气总管进行清管,提高输送效率。

另外在采气干管上每隔一定距离设置 1 个阀井,便于在后期单井接入时减少采气管网放空量,提高了气田开发经济效益。

3.5 水平井通讯技术

为保证水平井数据传输的稳定性及保密性,结合水平井布置规律,井场通讯由原来的数传电台调整为光纤传输,较好地满足了音频、数据及视频等多种业务,数据保密性较好,系统性能稳定可靠。通讯光缆与采气管线同沟敷设,便于施工过程管理,减小施工难度及周期。

3.6 水平井配套道路系统

为满足后期该区域工厂化作业运行需求,结合采气总管分布,沿总管配套建设水平井巡检道路。

水平井管线、光纤、巡检道路“三位一体”的建设,节省了占地面积,减小了对环境的破坏,较好地利用了配套设施,降低了工程总投资。

3.7 一体化集气集成装置的研制及应用

3.7.1 一体化集气集成装置

为了适应水平井开发建设需要,优化简化大规模集气站工艺流程及平面布置,研制了 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 一体化集气集成装置(图 3)。该装置具有“进站紧急截断、干管远程放空、气液分离、流程切换、外输计量、清管、自用气供给、闪蒸、放空分液、自动排液”这 10 项功能。

该装置把 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 一体化集气集成装置使用的分离闪蒸罐适当放大,研制筒径及长度更大的分离闪蒸罐,处理量为 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,连同配套排液、放空、计量等功能集成新的集气装置,实现从来气到外输的基本流程集成化。

装置特点是功能集成,结构紧凑,方便运输,建设快捷。主要创新点是研发了中压、异径电动三通阀,1 个阀替代电动紧急截断阀和远程放空阀,减少阀门 12 个。另外还研发了新型组合式多功能分离闪蒸罐,集成气液分离、放空闪蒸、放空分液、放空水封等多项功能,减少设备数量和占地面积,缩短装置长度 2.7 m。

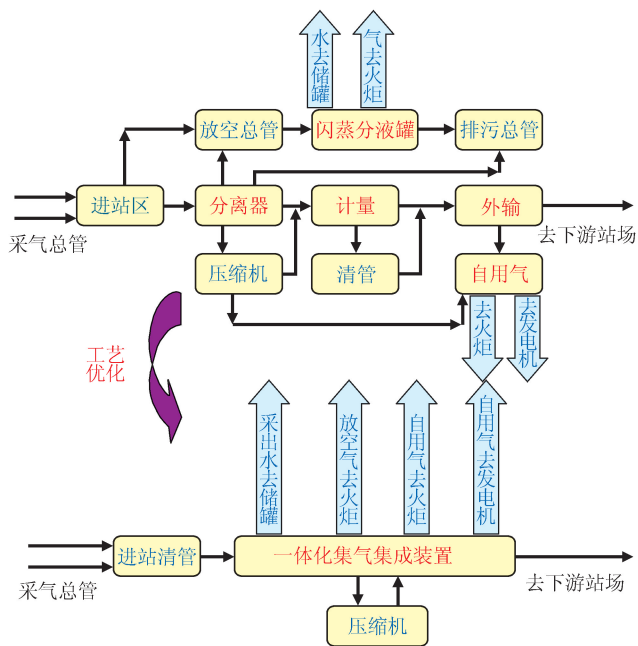


图3 一体化集气集成装置流程优化示意图

3.7.2 电控一体化集成装置

将常规数字化集气站内机柜间、配电间、发电机房内的设备集成为电控一体化装置,含发电机、配电、控制通信3个单元。

该装置将自启动发电机橇装化,为橇装站提供备用电源。将通信柜、仪表控制柜、在线式不间断电源(UPS)柜、配电柜等整体橇装为电仪信柜,除站内远程终端装置(RTU)取消,采用压缩机的可编程控制器(PLC)进行全站控制外,各专业其余设备型号与功能同数字化集气站。

装置特点如下:①将自启动发电机橇装化,方便安装和搬迁;②考虑发电机震动,将其与电仪信柜分别橇装,外观统一布置,既减少震动对电仪信设备的影响,又保持外观统一;③取消站场的RTU,采用压缩机的PLC对全站控制,降低了设备投资;④采用远程输入/输出(I/O)方式,在各工艺橇上设置配电箱和I/O机柜,工艺橇与公用橇之间各连接1条供电电缆和1条仪表电缆,既减少了管网中的电缆数量,又使各橇自成系统,方便安装,确保橇体美观。

电控一体化装置和一体化集气集成装置的配合使用将进一步推进集气站的整体橇转化,减少站内设备数量,减少现场工作量,加快场站建设速度,降低工程投资,实现气田的经济有效开发。

4 结论

根据水平井开发区地理位置及气藏特点,对集气

站、井场标准化、系列化、采气管线串接工艺、配套系统的建设等均进行了一系列的优化,形成了苏里格气田水平井开发区独有的地面工艺模式。该模式的成功应用对以水平井开发为主的气田规划及建设提供了一种新思路及技术支持。

参 考 文 献

- [1] 李时宣.长庆靖边气田地面建设技术[J].油气田地面工程, 2004,23(4):1-3.
LI Shixuan.The gas field surface engineering technology for Changqing Jingbian Gas Field[J].Oil-Gasfield Surface Engineering,2004,23(4):1-3.
- [2] 罗慧娟,张志浩,孙芳萍,等.长庆气田地面集输管道防腐层检测与分析[J].石油与天然气化工,2012,41(3):326-328,361.
LUO Huijuan, ZHANG Zhihao, SUN Fangping, et al.Inspection and analysis of anticorrosion coatings of surface transport pipeline in Changqing Gas Field[J].Chemical Engineering of Oil & Gas,2012,41(3):326-328,361.
- [3] 温立宪,许勇,王霄.靖边气田集气站放空系统运行分析[J].石油与天然气化工,2013,42(3):320-324.
WEN Lixian, XU Yong, WANG Xiao, et al.Operation analysis of the venting system of gas gathering station in Jingbian Gas Field[J].Chemical Engineering of Oil & Gas, 2013,42(3):320-324.
- [4] 徐源,艾慕阳,刘武,等.基于天然气处理厂气质指标的集输管网调度优化[J].油气储运,2013,32(8):818-823.
XU Yuan, AI Muyang, LIU Wu, et al.Dispatch optimization of gathering pipeline network based on quality indices of natural gas processing plant[J].Oil & Gas Storage and Transportation,2013,32(8):818-823.
- [5] 刘子兵,陈小锋,薛岗,等.长庆气田天然气集输及净化处理工艺技术简述[J].石油工程建设,2013,39(5):54-60.
LIU Zibing, CHEN Xiaofeng, XUE Gang, et al.A brief introduction on the technologies of gas gathering and treatment for Changqing Gas Field[J].Petroleum Engineering Construction,2013,39(5):54-60.
- [6] 刘祎,王登海,杨光,等.苏里格气田天然气集输工艺技术的优化创新[J].天然气工业,2007,27(5):139-141.
LIU Yi, WANG Denghai, YANG Guang, et al.Optimal and innovation works on gas gathering technology and techniques in Sulige Gas Field[J].Natural Gas Industry,2007,27(5):139-141.
- [7] 杨光,刘祎,王登海,等.苏里格气田单井采气管网串接技术[J].天然气工业,2007,27(12):128-129.
YANG Guang, LIU Yi, WANG Denghai, et al.Application of concatenation technology for gas production pipeline network of single well in Sulige Gas Field[J].Natural Gas

- Industry, 2007, 27(12):128-129.
- [8] 吕永杰, 关丹庆, 田景隆, 等. 苏里格气田低压集气工艺模式[J]. 天然气工业, 2008, 28(增刊2):118-120.
LYU Yongjie, GUAN Danqing, TIAN Jinglong, et al. The low pressure gas gathering mode for Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(S2):118-120.
- [9] 袁宗明, 邓道明. 低压气集输工程的技术特点[J]. 天然气工业, 1997, 17(3):59-63.
YUAN Zongming, DENG Daoming. The technical features of low pressure gas gathering project[J]. Natural Gas Industry, 1997, 17(3):59-63.
- [10] 杨光, 刘祎, 王登海, 等. 苏里格气田布站模式及压力系统研究[J]. 石油规划设计, 2009, 20(4):26-28.
YANG Guang, LIU Yi, WANG Denghai, et al. A study on stations arrangement and pressure system for Sulige Gas Field[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2009, 20(4):26-28.
- [11] 刘祎, 杨光, 王登海, 等. 苏里格气田地面系统标准化设计[J]. 天然气工业, 2007, 27(12):124-125.
LIU Yi, YANG Guang, WANG Denghai, et al. Application of standard design for surface system in Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(12):124-125.
- [12] 刘子兵, 陈小锋, 薛岗, 等. 苏里格气田开发中后期地面集输系统优化探讨[J]. 石油工程建设, 2013, 39(4):59-64.
LIU Zibing, CHEN Xiaofeng, XUE Gang, et al. A discussion on the optimal of Sulige Gas Field surface gathering system for the middle and later period[J]. Petroleum Engineering Construction, 2013, 39(4):59-64.
- [13] 刘银春, 赵旭, 张凤喜, 等. 苏里格气田无人值守站试验研究[J]. 石油规划设计, 2011, 22(1):47-49.
LIU Yinchun, ZHAO Xu, ZHANG Fengxi, et al. An experimental study on unattended stations in Sulige Gas Field[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2011, 22(1):47-49.
- [14] 李超, 付文婷, 杨光. 苏里格气田井场工艺技术探讨[J]. 内蒙古石油化工, 2012, 20(6):108-110.
LI Chao, FU Wenting, YANG Guang. A discussion on Sulige Gas Field well sites process[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2012, 20(6):108-110.
- [15] 王寿喜, 喻平仁, 李长俊. 气田开发后期管网改造方案研究[J]. 西南石油学院学报, 1995, 17(1):90-95.
WANG Shouxi, YU Pingren, LI Changjun. A study on pipe network update for the late stage of gas field development[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1995, 17(1):90-95.

(修改回稿日期 2014-01-10 编辑 何明)