

引用格式:段承琏,魏风玲,魏瑞玲,等.彭水区块常压页岩气高效排采技术研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(1):64-70.

DUAN C L, WEI F L, WEI R L, et al. High-efficient drainage technology of shale gas reservoirs with normal pressure in Pengshui Block [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 64-70.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.01.010

彭水区块常压页岩气高效排采技术研究

段承琏,魏风玲,魏瑞玲,刘芳,刘静,吴小丁

(中国石化中原油田石油工程技术研究院,河南濮阳 457000)

摘要:彭水区块属于常压页岩气藏,压裂投产后无法自喷。在正常生产中也有地层水产出,由于地层能量不足、产气量低无法携液生产,因此,排采需求贯穿整个生产阶段。由于排液量变化大,不同开采阶段缺乏对应的合理排采方式,彭水页岩气的排液效率较低。为了确定适合彭水区块的高效排采方式,针对区块的排液特点,从经济和技术角度综合评价、优选了电潜泵+气举复合排采、同心管(小直径管)排采、自产气压缩机气举排采、外输气气举排采方式,形成了一套适合彭水区块常压页岩气的排采技术,气举排液的返排率达到72%,对提高彭水页岩气的开发效益具有一定的指导意义。

关键词:彭水区块;常压页岩气;排液采气;方法优选;高效开发

中图分类号:TE377

文献标识码:A

High-efficient drainage technology of shale gas reservoirs with normal pressure in Pengshui Block

DUAN Chenglian, WEI Fengling, WEI Ruiling, LIU Fang, LIU Jing, WU Xiaoding

(Zhongyuan Oilfield Petroleum Engineering Technology Research Institute, SINOPEC, Puyang, Henan 457000, China)

Abstract: The shale gas reservoirs in Pengshui Block belong to the normal pressure system, where the spontaneous production fails after hydraulic fracturing. This is due to the relative low energy and productivity of the reservoirs, hence it is necessary to deploy the artificial lift for the production wells to drainage the water throughout the whole production stage. As the drainage methods are hardly suitable for the various flowback volume in different mining stages, the water drainage efficiency is low. In order to determine the efficient drainage strategies for Pengshui Block, several drainage processes, including electric potential pump+gas lift, concentric tube (small diameter tube) drainage, self-sufficient gas lift and transmission gas lift, are comprehensively evaluated and optimized at the point of economic and technical stage according to the drainage characteristics of the block. The drainage efficiency of gas lift forms a set of drainage technology suitable for shale gas with normal pressure in Pengshui Block. The flowback efficiency of gas lift is up to 72% in field application. It provides a significant guideline for improving the development of shale gas reservoir in Pengshui.

Key words: Pengshui Block, shale gas with normal pressure, water drainage, method optimization, high-efficient development

彭水页岩气藏地层压力系数较低,为0.92~0.96,属常压页岩气藏,由于储层的孔隙度和渗透率较低,因此,区块试采井全部采用压裂投产。由于地层能量不足,压裂改造后无法依靠地层能量自喷返排压裂液。在正常生产中也有地层水持续产出,由于产气量

较低,无法携液生产,井底积液导致产能进一步下降,需要采用人工举升方式进行排液生产。彭水页岩气具有以下排液特点:投产初期,需要快速大量返排压裂液;生产后期排液量低,返排液含泥质、粉砂、固相颗粒等;目前主要采用的电泵排液维护作业成本高。

收稿日期:2019-07-22。

第一作者简介:段承琏(1987—),女,本科,工程师,主要从事采气工艺的相关研究及推广工作。通讯地址:河南省濮阳市中原东路石油工程技术研究院,邮政编码:457000。E-mail:duanclw@foxmail.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061)。

页岩气井常见的排水采气工艺有:优选管柱、气举、泡排、柱塞气举、电潜泵、射流泵、机抽。在国外,美国 Marcellus 气田针对大井斜柱塞气举需要安装安全接头的问题,设计了单垫圈柱塞,现场应用中减少了柱塞和油管之间的摩擦力^[1];Alliance 页岩气田在不带封隔器的气井应用了环空注入泡排+气举的排采方式,达到了有效增产的目的^[2];Bakken 页岩气井在生产中应用了射流泵+气举进行排采^[3]。

在国内,针对页岩气井生产中后期带液困难的问题,长宁页岩气藏优选了由多种甜菜碱两性离子表面活性剂复配而成的起泡剂 CT5-7CI,具有发泡力强、稳泡性好、抗矿化度的特点,现场应用2口井,具有较好的排采效果^[4]。川东南地区针对页岩气井开采后期的特点进一步优化排水采气工艺技术,在 LY-X 气井实验应用了连续油管液氮正举的排采工艺,气井顺利复产^[5]。

由于彭水页岩气的排液特点,这些方法都不能适应气井的完整生产阶段,需要作业更换排液管柱,导致地层伤害。为避免频繁更换管柱,在页岩气排水采气工艺的研究基础之上,针对现场的实际情况研究设计了多种高效排液管柱,延长管柱的应用周期。

1 彭水地区页岩气排采工艺分析

彭水区块的地层压力变化可分为快速递减期、平稳下降期、缓慢衰退期三个阶段。在快速递减期(0~120 d)地层压力系数从1下降至0.6;平稳下降期(120~400 d)由0.6下降至0.4;缓慢衰退期(400 d以上)小于0.4(表1)。

彭水页岩气的返排液主要为压裂液和原始页岩

表1 区块气井压力系数变化趋势

Table 1 Variation of formation pressure coefficient with production in Pengshui Block

PY1		PY 2		PY 3		PY 4	
正常生产/d	压力系数	正常生产/d	压力系数	正常生产/d	压力系数	正常生产/d	压力系数
1	0.96	1	0.924	1	1.05	1	0.964
79	0.671	148	0.574	502	0.64	141	0.630
240	0.574					316	0.512
325	0.521					424	0.419
390	0.462						
550	0.389						

水。在生产初期压裂液迅速排出,返排难度小,产液量高($> 50 \text{ m}^3/\text{d}$),返排率最高达到108%,分析返排液中含有地层产出水;生产中后期返排难度较小,液量稳定($20 \sim 50 \text{ m}^3/\text{d}$);生产后期需克服页岩吸附力返排滞留在微孔隙的残余水,产液量低($< 20 \text{ m}^3/\text{d}$),返排难度大(图1)。

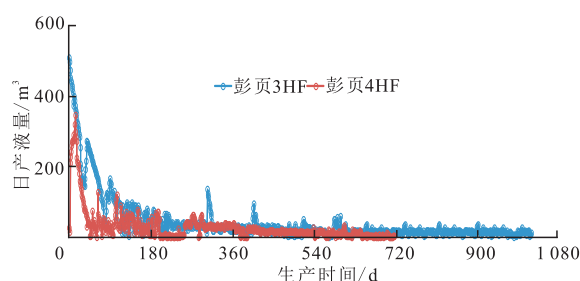


图1 彭水气藏产液随时间变化特点

Fig. 1 Feature of water discharge with time in Pengshui Block

彭水常压页岩气在生产中产量递减较快,要求页岩气排采工艺有效地适应气井的低产量和高产量;日排液量幅度较广,从投产初期的 $50 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上到生产后期 $20 \text{ m}^3/\text{d}$ 以下,要求排采工艺能够满足较大变化幅度的排液需求。

彭水常压页岩气藏先后采用了放喷、气举诱喷、电潜泵排采、自喷井管柱优化、连续油管等排采工艺及措施,其中电潜泵为压后排液的主要方式。随着地层供液能力下降,先后进行了连续/间歇气举、自产气压缩机气举、射流泵举升等试验。

1.1 电潜泵排液

从投产初期到生产末期,电潜泵的排量逐渐变小,下深加深,末期下至炮眼附近。这种深抽方式能够放大生产压差、提高产气量、低液量排液,但下深加大也导致了地层出砂、电泵过载而损害设备性能。针对出砂问题,现场采用的沉砂筒、滤砂管起到一定防砂作用,但产出液中的泥质无有效预防措施。且根据现场生产情况及数值模拟情况(表2),该工艺无法满足 $10 \text{ m}^3/\text{d}$ 以下的低排液需要,更适用于投产初期快速排液。

1.2 自产气气举排液

2015年9月5日,PY3井实施自产气气举排液。利用PY1、PY2井产出的天然气,通过气体压缩机从套管注入高压气体,吸入压力恒定在0.1 MPa,气量

表2 不同开采阶段电潜泵排液模拟
Table 2 Discharge simulation of electric submersible pump in different mining stages

开发阶段	排液参数	直径/mm	最小排量/(m ³ ·d ⁻¹)	最大排量/(m ³ ·d ⁻¹)	泵速/Hz	级数
初期	泵型:Reda DN800 液量:50~150 m ³ /d	101.6	71.5	152.6	60	22
中期	泵型:Reda DN440 液量:20~50 m ³ /d	101.6	15.89	87.4	60	22
末期	泵型:TD150、 DN280、DN440 液量:≤10 m ³ /d	泵型排量均在10 m ³ /d以上,目前市场上已有的泵型无法满足排液需求				

300 m³/h,套压在气举施工期间稳定在7.5~7.8 MPa,实施后增气0.3×10⁴ m³/d,增液3 m³/d(图2)。从生产曲线中可以看出,间歇气举效果明显,但产气量低,气举有效持续时间短,与注气量不足,排液不彻底有关。

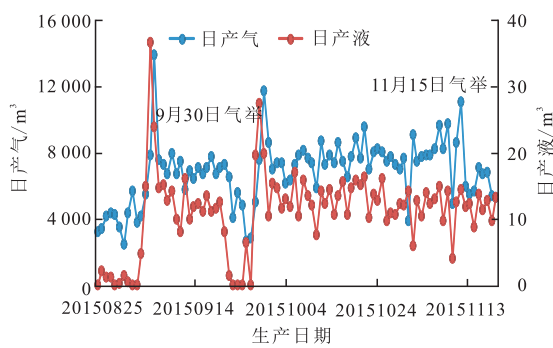


图2 PY3井间歇气举前后生产曲线对比
Fig. 2 Production curves before and after intermittent gas lift of well Pengye-3HF

2015年12月7日连续气举累计施工时间12.4 h,套压4.2~6.7 MPa,油压0.25~0.6 MPa,产气量11 228 m³/d,产液量9.57 m³/d。气举后的产量高于临界携液气量0.8×10⁴ m³/d(图3),有效期85 d。

1.3 射流泵排液

在PY1井开展了射流泵排液试验。射流泵频

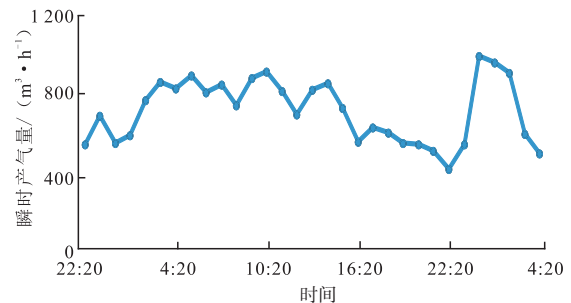


图3 PY3井连续气举时瞬时产气量统计
Fig. 3 Statistics of instantaneous gas production during continuous gas lift of well Pengye-3HF

率39.0~40.5 Hz,泵压23.0~23.8 MPa,注水量30.48~139.68 m³/d,施工中排液量0.1 m³/h,井底积液无法排除,试验失败,原因分析见表3。从分析结果来看,该排液方式不适合彭水区块的低液量气井。

1.4 套管排液和连续油管排液效果模拟分析

分别对外径139.7 mm套管环空(内径121.36 mm,油管外径73 mm)和内径32 mm、38 mm连续油管采气方式进行了携液能力预测(表4)。从最小携液气量的模拟分析看,套管带液能力弱、稳定带液气量要求高,只适用于高压、高产井,不能作为常规排采工艺应用。连续油管排液时在同等压力条件下仅需较小的产量就能携液,因此,能够延长低压、低产

表3 射流泵存在问题及原因分析
Table 3 Problems analysis of jet pump

存在问题	原因分析
前期投放泵芯不成功	小油管与泵筒连接部位弹性变形过大,喉管规格偏小
产液量低,井底积液无法排除	1. 选用的 $\phi 73$ mm油管规格小,整个沿程摩阻较大; 2. 排液过程中含有较多气体,严重影响射流泵排液能力; 3. 柱塞泵的额定压力25 MPa,实际已达到23 MPa
地面安全风险	1. 高压管汇埋地深度浅; 2. 井口抖动

表4 连续油管和套管携液能力模拟结果

Table 4 Simulation result of liquid unloading capacity of coiled tubing and casing

井底流压/MPa	不同管径管柱的最小携液气量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)		
	32 mm	38 mm	121.36 mm
15	0.650 7	0.917 5	12.400 7
14	0.629 8	0.888 0	12.002 2
13	0.607 9	0.857 3	11.586 7
12	0.585 2	0.825 2	11.152 3
11	0.561 2	0.791 4	10.696 7
10	0.536 1	0.756 0	10.217 1
9	0.509 5	0.718 4	9.709 9
8	0.481 2	0.678 5	9.170 7
7	0.450 9	0.635 8	8.593 4
6	0.418 2	0.589 7	7.969 7
5	0.382 4	0.539 2	7.287 8

井的自喷携液期,但用于高产气井时由于管径较小会对产量产生限制,更适用于开发中后期的低压低产井。

根据分析,彭水区块目前的排采工艺较为单一,未系统考虑不同开发阶段排采需求,无法同时满足初期大排量返排和后期小排量稳定排采的要求,导致开发后期需作业更换管柱,造成储层的二次污染。

针对存在问题,高效排采方式研究重点考虑不同开发阶段排液特点和地面条件,尽量采用一种排采方式贯穿整个开发过程,降低作业中压井对储层的伤害。

2 排采工艺优选与管柱优化设计

现场常用的排采方式有气举、泡排、柱塞气举、电潜泵、射流泵、机抽等^[6-7],针对彭水区块的排液特点开展技术适应性分析,考虑定向井、高气液比、地面管网和投资成本等因素的影响,机抽、超声旋流雾化排液、水力射流泵、柱塞气举等排采方式不适宜。电潜泵、气举、泡排、同心小直径管较适宜^[8]。从扩大工艺适用范围、提高排采效果考虑,可采用电潜泵—气举等复合工艺(表5)。

从经济性和较长的适用周期出发,根据管柱结构和动力源,优选设计了电潜泵+气举、外输气气举、自产气增压机气举、同心管(小直径管)气举4种排采工艺作为不同开发阶段的排采方式。

2.1 排采工艺优选

2.1.1 电潜泵+气举复合排采方式

针对电潜泵单一排采存在的问题及局限性,复合气举工艺,拓展工艺的应用范围。投产初期采用电潜泵或电潜泵+气举大液量高效排液;生产后期单一电潜泵无法满足低液量排液需要时,及时转换气举排采方式,气源可选择膜制氮气或天然气源^[9]。该工艺提高了页岩气井返排效果,缩短了排液周期,适用于不同开发阶段(图4)。

表5 常用排采方式适应性对比

Table 5 Adaptability analysis of common water drainage methods

工区排采条件	排采方式	适应性分析	结论	
井深:3 446 ~ 4 190 m; 井斜角大:80° ~ 86.5°; 井况复杂:排采后期返排泥质、粉砂、固相颗粒等; 排量范围大:压后返排和后续排采液量范围5 ~ 200 m ³ /d	有杆抽油泵	1.需增加动力设备及二抽设备投资; 2.排液效率受供液能力、气液比、泵深等影响较大,排液效率低	不适宜	
	超声旋流雾化排液	定向井使用受限	不适宜	
	水力射流泵	1.需要建立高压动力站与管线,投资成本高; 2.举升效率低,且气液比太大时不适宜	不适宜	
	优选管柱	1.根据不同开采阶段要求更换管柱,能够稳定携液; 2.动管柱更换需进行压井作业,对气层伤害比较大	适宜	
	气举排液	气举阀气举	1.完井时直接采用气举管柱,工艺简单; 2.管理费用低,操作简单,成本低; 3.受地理环境限制,建设地面增压站不适宜	适宜(可采用邻井气气举或气井自产气增压气举)
		柱塞气举	1.适宜范围小,井况要求高; 2.斜井和定向井受限	不适宜
	泡排	1.需持续分析产出水,优选合适的泡排剂; 2.增加了人工投入	适宜	
	电潜泵	1.需增加电力设备、潜油电泵、电泵电缆等的投资; 2.排液效率受供液能力、气液比、泵深等的影响较大	适宜	

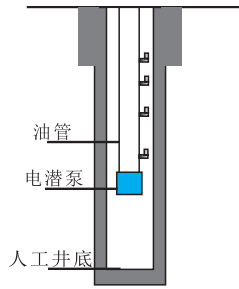


图4 电潜泵+气举排采方式

Fig. 4 Electric submersible pump+gas lift drainage

2.1.2 同心管(小直径管)排采方式

在原有生产管柱的基础上,生产末期的低压、低产气井直接下入小直径气举管柱(或连续油管)作为速度管柱^[10-12],无需作业,能够满足页岩气井开发后期产量最大化和稳定带液要求,延长气井稳产期(图5)。

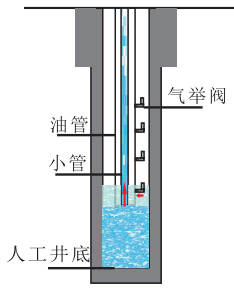


图5 同心管+气举排采方式

Fig. 5 Concentric tube+gas lift drainage

2.1.3 自产气压缩机气举排采方式

对于具有一定产气量的气井,可配套压缩机+气举管柱利用自产气体气举排液^[13],灵活、便利(图6)。从不同开发阶段排液效果模拟看,该工艺可以满足彭水地区不同产水阶段的排液采气工艺要求(图7)。

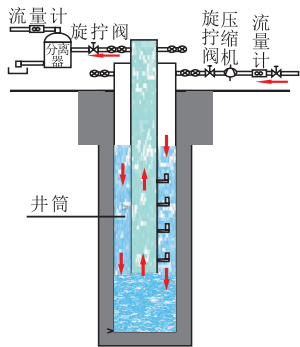


图6 自产压缩机气举排采方式

Fig. 6 Self-sufficient gas lift

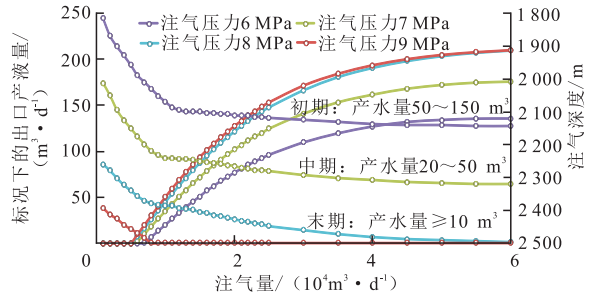


图7 不同开发阶段气举排采效果模拟

Fig. 7 Simulation of gas lift effect in different development stages

2.1.4 外输气气举排采方式

对今后建立管网的气井,配套气举阀,将集输压力作为注气压力气举,举升深度最深可达3 000 m左右,用于投产初期诱喷、压裂液返排、中后期生产井的日常维护(图8)。该工艺无须配套地面压缩机,具有较强的经济性、较高的排液效率,可贯穿生产开发的每个阶段,适用期较长。

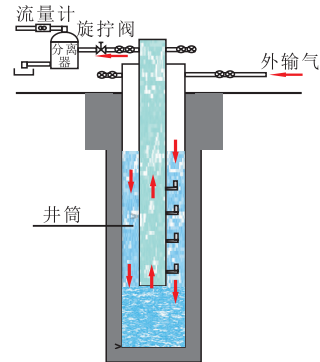


图8 外输气气举方式

Fig. 8 Transmission gas lift

2.1.5 经济适应性分析

将优选的排采方式与目前应用的排采方式进行技术与经济性分析(表6)。

可以看出,优选的排采方式在排液效率、适应性上比目前在用的排采方式更优。根据评价结果,在初期、稳定期及自喷期可选用自产气压缩机气举、外输气气举、电潜泵排液;递减期选用自产气压缩机气举、外输气气举、同心管/小直径管排液。

2.2 管柱优化设计

2.2.1 同心管/小直径管尺寸确定

综合考虑产能、携液和减少换管作业次数等因

表6 优选排采工艺和现有排采工艺技术、经济适应性对比
Table 6 Technology and economic adaptability comparison of optimal drainage and existing drainage

阶段	特征	排采工艺	技术对比	经济	管理	应用状况
初期	液量高 气量高	电潜泵	1.地层出泥沙严重,经常导致过载停机; 2.排液周期长	中	一般	应用
		电潜泵+气举	1.可实现大液量的高效、快速返排,降低排液周期; 2.适合大型水力压裂气井	高	复杂	无
		外输气气举	1.工艺简单; 2.适用于有管网、外输压力8 MPa的气井; 3.既可做投产诱喷、也可做气井日常维护	低	简单	无
	液量低 气量高	套管采气	1.工艺简单; 2.适用于投产初期、低液量、高压高产气井	低	简单	应用
稳定期	液量由高到低、 气量稳定	连续油管	1.带压作业,对储层无污染; 2.管径小,携液气量有限,适用于低压、低产、低液量气井	中	简单	应用
		电潜泵	1.地层出泥沙严重,经常导致过载停机; 2.地层供液不足时经常欠载停机,选取国内最小泵型,仍不能满足排采需求	高	简单	应用
		外输气气举	1.工艺简单; 2.适用于有管网、外输压力8 MPa的气井; 3.既可做投产诱喷、也可做低产井日常维护	低	简单	无
		电潜泵+气举	通过参数优化,能够适应不同液量排液需求	最高	复杂	无
		气举诱喷	1.需更换成气举管柱; 2.地层能量衰竭时,自喷不连续	低	简单	应用
自喷期	液量低气量 稳定	电潜泵+气举	机动灵活。有自喷能量时,采用间歇气举诱喷排液;地层能量衰竭时,采用连续气举排液	高	复杂	无
		外输气气举	1.工艺简单; 2.适用于有管网、外输压力8 MPa的气井; 3.做产量波动时的日常维护	低	简单	无
		自产气压缩机 气举	适用于具有一定产气量、低产液量井	中	简单	试验
		电潜泵+气举	可适应于低液量、低气量的连续气举	高	复杂	无
递减期	液量低 气量低	自产气压缩机 气举	适应有一定产气量、低产液量的气井	中	简单	应用
		外输气气举	1.适用于有管网、外输压力8 MPa的气井; 2.低产井日常维护	最低	简单	无
		同心管 (小直径管)	1.在原管柱上加入小直径管,无需作业,降低作业伤害; 2.能够满足低液量、低产量排采需求,延长生产期	低	简单	无
		电潜泵+气举	可适应于低液量、低气量的连续气举	高	复杂	无

素,确定出同心管排采方式所使用速度管柱的尺寸。目前的同心管可选类型主要有连续油管、小直径油管等。其中连续油管规格多、无接箍,适用于 $\phi 50.3\text{ mm}$ 、 $\phi 62\text{ mm}$ 、 $\phi 76\text{ mm}$ 油管,但成本较高,无法安装气举阀,只能笼统注气;小直径油管价格适中,但有接箍限制,加入小直径气举阀后只能适用于内径76 mm油管。

彭水区块在投产初期采用内径62 mm的气举管

柱,因此,建议对生产末期低产气量、低产液量气井采用内径38 mm的连续油管作为同心管柱(表7)。

2.2.2 气举参数优化设计

选择典型井PY3井,按照井口回压1.0 MPa进行气举参数模拟(表8)^[14-15],模拟结果显示4级气举阀能够满足排液需要,气举阀深度2 251 m,气举排液量50 m³/d。

表7 不同开发阶段油管尺寸
Table 7 Tubing size at different development stages

开发阶段	产量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	管径/mm	排采工艺
投产初期	> 1.0	62	电潜泵+气举、外输气气举、自产气压缩机气举
稳定期	0.5 ~ 1.0	62(采用高效排采工艺能够满足产量和携液要求)	
递减期	<0.5	≤45	同心管

表8 气举参数设计结果
Table 8 Design of gas lift parameters

级数	孔径/mm	下入深度/m	气举阀打开压力/MPa
1	4.7	728	7.7
2	4.7	1 368	7.64
3	4.7	1 860	7.59
4	4.7	2 251	7.56

3 实例应用

现场在LY1、PY3、PY4井实验应用开式气举管柱、橇装膜制氮设备实施气举排液采气。平均单井排液时间132 h,注氮气 $10.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,排液 233.06 m^3 ,均诱喷复产成功,平均单井增气 $1.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

LY1井2015年投产,生产层井深2 894 ~ 2 951 m,放喷生产,2016年1月关井测压后产气量由 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 下降至 $1.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产液量由 $40 \text{ m}^3/\text{d}$ 下降至 $20 \text{ m}^3/\text{d}$,采取气举排液(图9),产气量恢复至 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

PY3井2013年投产,生产层井深2 753 ~ 2 780 m,气举前自喷生产,产气量 $8 500 \text{ m}^3/\text{d}$,产液量 $15 \text{ m}^3/\text{d}$,2015年12月气举排液后(图10),产气量恢复至 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,产液量 $18 \text{ m}^3/\text{d}$,效果明显。

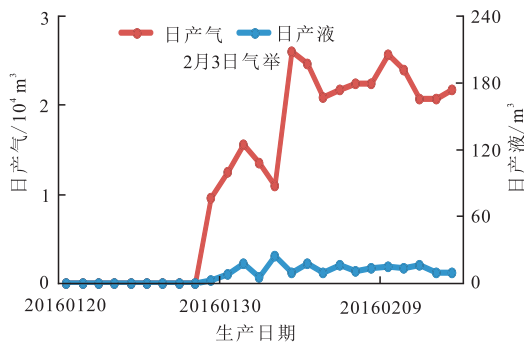


图9 LY1井排采复产后生产曲线

Fig. 9 Production curve after gas lift of well-LY1

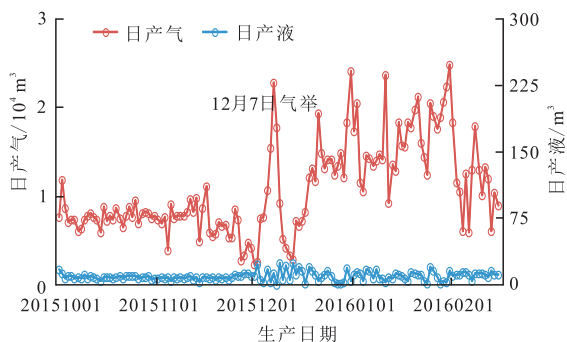


图10 PY3井排采复产后生产曲线

Fig. 10 Production curve after gas lift of well-PY3

现场的成功试验应用说明气举阀排液技术能有效排出井筒积液,实现气井复产,验证了彭水区块气举排采方式的可行性。

4 认识与结论

1) 电潜泵排采工艺适用于投产初期高液量页岩气的排采阶段,气举排采管柱排采范围较广;射流泵排采工艺适用于较高液量气井;同心管排采方式适用于生产后期低产、低液量页岩气井。

2) 彭水区块常压页岩气藏产量递减快,排液量变化幅度广,排采工艺的选择应系统考虑排液效率和较长的适用周期,降低作业成本。

3) 复合气举排液采气管柱排液范围广、效率高,具有较强的经济性和适应性,能够满足彭水页岩气不同生产阶段、不同液量和气量条件下的排液需求。

参考文献

- [1] KRAVITS M S, FREAR R M, BORDWELL D. Analysis of plunger lift applications in the Marcellus Shale[C]// paper SPE-147225-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October- 2 November 2011, Denver, Colorado, USA.
- [2] CARPENTER C. Foamer technology optimizes artificial lift in the Alliance Shale Gas Field[J]. Journal of Petroleum Technology, 2013, 65(7):98-101.
- [3] LANE W, CHOKSHI R. Considerations for optimizing artificial lift in unconventional[C]// paper URTEC- 1921823- MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 25-27 August 2014, Denver, Colorado, USA.
- [4] 蒋泽银,李伟,罗鑫,等.长宁页岩气井泡沫排水起泡剂优选及现场应用[J].石油与天然气化工,2018,47(4):73-76.
JIANG Z Y, LI W, LUO X, et al. Optimization and application of foam- dewatering agents in Changning shale gas wells[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2018, 47(4): 73-76.
- [5] 王大江.页岩气井连续油管排水采气工艺探讨[J].石化技术, 2016,23(11):139.
WANG D J. Discussion on gas production process of coiled tubing in shale gas well[J]. Petrochemical Industry Technology, 2016, 23(11): 139.
- [6] LEA J F, WINKLER H W. What's new in artificial lift[J]. World Oil, 2011, 232(5): 51-61.
- [7] 郑俊德,张仲宏.国外电泵采油技术新进展[J].钻采工艺, 2007,30(1):67-71.
ZHENG J D, ZHANG Z H. New development of electrical submersible pump production technology in abroad[J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(1): 67-71.

(下转第112页)