

引用格式:杜洋,倪杰,雷炜,等.威荣深层页岩气井油管最优参数设计研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(3):526-533.

DU Yang, NI Jie, LEI Wei, et al. Optimum time of tubing installation in deep shale gas wells of Weirong[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 526-533.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.03.015

威荣深层页岩气井油管最优参数设计研究

杜洋¹,倪杰¹,雷炜¹,周兴付²,李莉¹,卜淘²

(1.中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院,四川 德阳 618000;2.中国石化西南油气分公司采气四厂,重庆 402160)

摘要:深层页岩气井投产初期能量充足,大多采用套管快速排液,当井口压力降至带压作业能力范围内或气井出现携液困难时再下入油管生产,油管下入时机、下入深度及油管尺寸等参数设计基本依据作业进度或现场经验而定。目前,下入时机对气井产能的影响鲜有研究材料供参考,因此,基于川南深层页岩气在套管生产阶段的53井次井筒动态监测资料,优选了井筒压降计算模型。通过分析气井生命周期内井筒流型、井底流动压力、临界携液能力的变化规律,确定油管最佳下入时机;基于探明的不同油管深度下的井筒压降变化规律,提出了以井筒最小压降为目标的油管最优下入深度;综合携液、压力损耗敏感性研究,得到最优管柱尺寸。结果表明:川南深层页岩气井在井口压力降至15~25 MPa时,为油管最佳下入时机,油管最优下入井斜介于70°~85°,最优管径为62 mm。该设计在现场应用良好,通过油管参数设定,气井压降速度降低了50%,单位压降产量增长2倍,对有效地指导川南深层页岩气水平井油管设计及实施具有重要意义。

关键词:管柱尺寸;油管下深;井筒流型;压降模型;深层页岩气

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Optimum time of tubing installation in deep shale gas wells of Weirong

DU Yang¹, NI Jie¹, LEI Wei¹, ZHOU Xingfu², LI Li¹, BU Tao²

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Deyang, Sichuan 618000, China;
2. NO.4 Gas Production Plant, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Chongqing 402160, China)

Abstract: At the early stage of production, deep shale gas wells in southern Sichuan have sufficient energy. Most of the wells use casing to discharge fluid quickly. When the wellhead pressure drops to the capacity of the pressurized operation or the gas well is difficult to carry fluid, tubing production is run. The tubing installation time typically depends on the wellhead pressure drawdown to the capability of the snubbing unit or the onset time of liquid loading. Tubing depth and diameter are commonly determined based on the production progress according to operators' field experience. So far, the influence between the tubing installation time and gas well deliverability is still unclear. Based on the well performance monitoring data of 53 times of deep shale gas wells in Southern Sichuan at the casing production stage, the calculation model of wellbore pressure drop and the variation law of wellbore flow pattern are analyzed, besides, the bottom hole flow pressure and critical liquid carrying capacity is also determined the best running time of tubing. In this work, the variation of wellbore pressure drop under different tubing depth is analyzed, and a method to determine the optimal tubing running depth is proposed by aiming at minimizing wellbore pressure drop. Finally, the optimal string size is obtained, and field verification is carried out based on the sensitivity analysis of liquid carrying and pressure loss. The results suggested that the optimum tubing installation time is when wellhead pressure drops to 15~25 MPa. The proper tubing depth is at 70° to 85° of well deviation and the suitable tubing inner diameter is 62 mm. By running tubing in time, the pressure drop rate of the gas well is reduced by 50%, and the unit pressure drop production is increased by twice times, which effectively guides the tubing design and implementation of deep shale gas horizontal wells in Southern Sichuan.

Keywords: tubing diameter; tubing depth; wellbore flow regime; pressure drop model; deep shale gas

收稿日期:2021-08-12。

第一作者简介:杜洋(1984—),男,硕士,副研究员,主要从事排水采气、动态监测等方面的科研设计工作。地址:四川省德阳市龙泉山北路298号,邮政编码:618000。E-mail:17503250@qq.com

基金项目:中国石化科技部“十条龙”项目“威远—永川深层页岩气开发关键技术”(P18058)。

威荣深层页岩气主力层系为四川盆地上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组,埋深主要介于3 500~4 500 m,采用多段、多簇压裂水平井开发模式,平均单井入地液量大于 $4 \times 10^4 \text{ m}^3$,水平段长1 500~2 000 m,气井投产初期地层能量充足,返排液量大,通常采用套管放喷生产,快速排出近井地带压裂液,释放气井产能^[1-3]。但随着地层能量快速衰减,气井压力、产气量、产液量快速递减,且受长水平段复杂井身结构及较大尺寸套管携液能力等因素影响,井筒积液时间提前,影响气井稳定生产。针对上述问题,及时下入油管生产,并控制其最优参数是未来能源安全开发的关键^[4-5]。

页岩气井投产初期地层能量充足,大多采用套管快速排液生产。随着地层压力快速递减,套管携液能力降低,井筒液体滑脱加剧导致井底积液增加,需要下入油管辅助排液生产。目前,国内页岩气井普遍借鉴国外经验,即在井口压力降至10 MPa以内时再转入油管生产。然而,由于地层能量衰竭严重,气井采用油管生产仍无法依靠自身能量排出井筒积液,需要结合泡排、气举甚至泵类等助排方式维持生产^[6],所以油管最佳下入时机尚不明确^[7]。此外,油管下入深度也多以室内气液两相流动实验为指导,室内测试往往下至携液最困难的井斜 $45^\circ \sim 50^\circ$,但页岩气水平井的现场情况表明,下入该深度不仅无法有效排出井底积液,还限制了动态监测及排采工具作用范围。另外,国内外也有部分页岩气井尝试将油管下入水平段中部或趾端,但在生产过程中易发生水平段井筒沉砂堵塞油管及井筒沿程压力损耗大,无法正常生产等现象。因此,如何准确分析、评估及预测页岩气水平井油管最优下入位置,一直是国内外工程界和学术界的关注焦点和研究重点^[8]。

基于川南深层页岩气套管生产阶段53井次动态监测资料的统计分析,在准确计算井筒沿程压力分布规律的基础上,优选井筒压降计算模型,系统总结了气井套管生产过程中的井筒流态、携液能力及沿程压力损耗变化规律,确定了油管最佳下入时机、下入深度及管径参数等,为深层页岩气井油管最优参数设计提供了理论指导依据。

1 井筒压降模型评价

页岩气井投产初期,地层能量充足,井筒及近井

裂缝内被压裂液体充填,返排液量大(大于 $500 \text{ m}^3/\text{d}$),一般采用管径较大(不小于114.3 mm)的套管生产,以提高气井返排率,快速释放气井产能^[9]。但页岩气井生产工况变化大,压力、产气量及产液量随生产快速降低,同时受管径大、井筒液体流动复杂等因素影响,单一压降计算模型无法满足全井筒沿程压力计算精度,而井筒压力分布情况对于确定油管下入时机及参数设计具有重要意义^[10],应用两相流经验相关模型必须针对实际流动条件,对模型进行适应性评价分析和筛选。

1.1 井筒压降模型评价方法

综合评价套管生产阶段气液两相流压降计算模型预测结果的正确性,优选出适宜的井筒压降计算模型。采用相对性能系数RPF(Relative Performance Factor)比较井筒压降模型计算精度,该方法主要考虑了各计算模型的误差指标权重^[11]。压力平均相对误差 E_1 表示井筒压降模型预测结果的整体偏差,公式为:

$$E_1 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{p_{ci} - p_{ti}}{p_{ti}} \quad (1)$$

压力绝对平均相对误差 E_2 表示压降模型预测结果平均误差的大小,公式为:

$$E_2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{p_{ci} - p_{ti}}{p_{ti}} \right| \quad (2)$$

压力标准误差 E_3 表示计算结果的离散程度:

$$E_3 = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_{ci} - p_{ti}}{p_{ti}} - E_1 \right)^2} \quad (3)$$

R_{RPF} 反映了参与比较的压降模型综合相对性能差异, R_{RPF} 的最大值为3, R_{RPF} 值越小,表示计算模型精度越高,计算公式为:

$$R_{\text{RPF}} = \sum_{i=1}^3 \frac{|E_i| - |E_i|_{\min}}{|E_i|_{\max} - |E_i|_{\min}} \quad (4)$$

式(1)~式(4)中: R_{RPF} 为相对性能系数; p_{ci} 为压力计算值,MPa; p_{ti} 为压力实测值,MPa; n 为测试井次; $|E_i|_{\min}$ 为各种参与比较的模型中第 i 项误差绝对值最小值; $|E_i|_{\max}$ 为各种参与比较的模型中第 i 项误差绝对值最大值。

1.2 井筒压降模型优选

国内外研究者经过多年研究,已得出大量的气

液两相压降计算模型。为了提高页岩气水平井井筒压力预测准确度,以水平井测压数据并斜45°为界限,划分为直井段和斜井段,分别评价并优选两相流压降模型^[12]。对于直井段,选择 ANSARI、Beggs-Brills (BB)、Duns and Ros (DR)、GRAY、Hagedorn-Brown(HB)、Mukherjee-Brills(MB)、NO SLIP模型;对于斜井段,选择 Beggs-Brills (BB)、Baker Jardine (BJ)、DUKLER、Mukherjee-Brills (MB)、NO SLIP 和 XIAO模型开展评价。

应用川南深层页岩气16口井套管生产期间实测的53井次压力、温度及产量数据(表1),以及对上述模型进行评价的计算结果(表2)可以看出:对

于直井段,所选模型预测结果与实测结果均比较接近(图1a),其中,GRAY模型 R_{RPF} 值为0,HB模型 R_{RPF} 值为0.06,因此,GRAY和HB模型性能最优,数据点大多分布在对角线上及附近,数据吻合较好;对于斜井段,各模型之间的预测精度存在明显差异,其中BB模型 R_{RPF} 值最小,数值为0,且数据点大多分布在对角线上及附近,数据吻合较好,其次为NO SLIP模型,数值为0.1(图1b)。由于常规动态监测作业时,压力计无法下至水平段,因此,对水平段的压降计算采用TAITEL模型^[13]。最终,通过对上述模型的研究可确定适用于套管生产阶段的井筒压降组合模型(表3)。

表1 页岩气套管生产动态监测数据范围

Table 1 Dynamic monitoring data range of shale gas well casing production

监测项目	套管内径(mm)	井口压力(MPa)	井口温度(°C)	产气量(10 ⁴ m ³ /d)	产液量(m ³ /d)	测点压力(MPa)	测点温度(°C)
最小值	114.3	9.2	30	2.13	9	20.6	123
最大值	118.6	48.0	96	31.29	384	69.5	138
平均值		27.7	55	10.56	116	44.7	132

表2 不同井段气液两相流压降计算方法误差

Table 2 Errors of pressure drop calculation method for gas-liquid two-phase flow in different well sections

计算模型	直井段				斜井段				
	E_1 (%)	E_2 (%)	E_3 (%)	R_{RPF}	计算模型	E_1 (%)	E_2 (%)	E_3 (%)	R_{RPF}
ANSARI	11.71	11.82	11.33	0.74	BB	-2.02	3.99	5.33	0
BB	29.71	29.71	19.29	3.00	BJ	-9.03	24.30	29.42	2.65
DR	13.53	13.63	11.50	0.94	DUKLER	-5.97	17.39	20.16	1.64
GRAY	-5.73	7.25	7.78	0	MB	11.62	11.62	5.49	1.34
HB	-6.69	7.61	7.72	0.06	NO SLIP	-2.44	4.68	5.60	0.10
MB	11.91	12.21	10.30	0.70	XIAO	11.75	25.85	27.98	1.94
NO SLIP	-9.71	10.63	9.17	0.44					

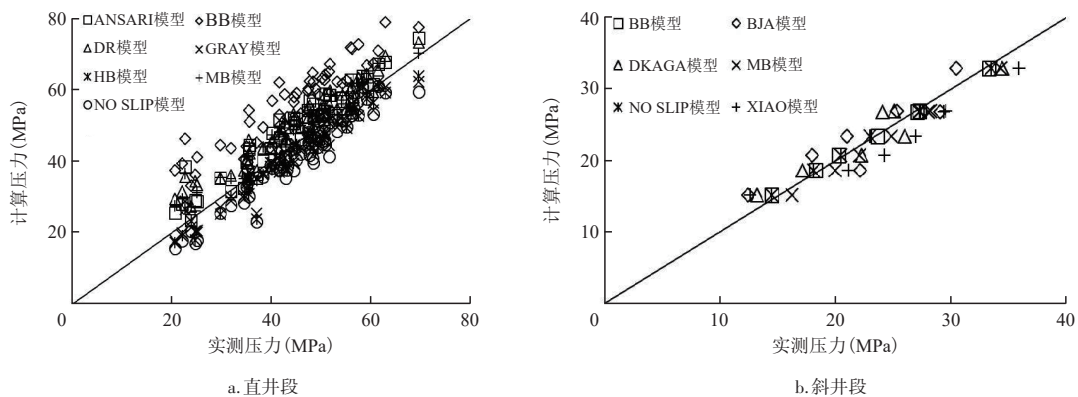


图1 直井段和斜井段各模型预测流压与实测流压比较

Fig.1 Comparison of BHFP (vertical wells and inclined wells) obtained by calculation and well testing

2 油管下入时机分析

2.1 井筒流态变化规律

根据生产测井及室内实验发现,斜井段流型以层状流为主,持液率达50%以上,远高于水平段,且产量越低,持液率越高,气液滑脱越严重^[14],而下入油管的主要任务是减少斜井段液体的回落,提高气井携液能力^[15]。首先利用优选出的井筒压降组合模型及典型气井生产数据(图2),计算气井在不同生产时期井筒沿程的压力、温度、气液表观流速、持液率等参数;再采用KAYA等^[16]提出的适用于倾斜管的气液两相流型预测机理模型,绘制倾斜段井筒流态诊断图版,形成气井套管生产周期内斜井段井筒流型变化规律(图3)。由图3可知,井筒流态变化呈“S”形,可分为3个阶段:

1) 初期液多气少阶段:井筒流态以泡状流或段塞流为主。该阶段气井产液量大、气流速低,井筒内以泡或段塞流为主,持液率高,压力梯度大,但由于地层压力高,套管基本能满足大液量举升需求。

2) 中期气增液降阶段:井筒为稳定段塞流。气井排量随生产时间增加而降低,气体流速增加,流

表3 深层页岩气井井筒压降优选组合模型
Table 3 Suggested models for wellbore pressure drop of deep shale gas wells

井段	推荐模型
直井段	GRAY
斜井段	Beggs-Brills
水平段	TAITEL

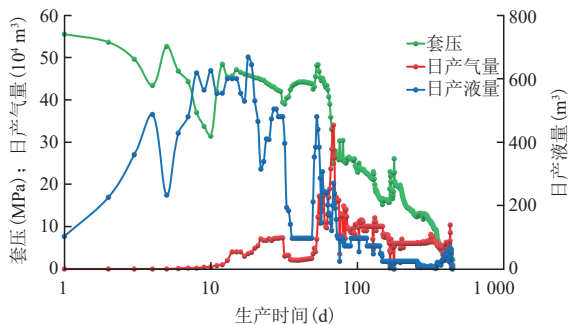


图2 典型页岩气井套管生产阶段曲线
Fig. 2 Typical casing production curve for shale gas wells

态变化曲线出现拐点,井底压力梯度下降,井筒内出现气柱与液体交替上升的段塞流。

3) 后期气降液少:井筒转变为不稳定段塞流动。随着地层能量的衰竭,产气量下降,井筒滑脱加剧,井底开始积液并影响气井稳定生产,因此,斜井段流态再次出现拐点,气体和液体流速出现双下降,井底压力梯度再次上升,由稳定的段塞流转变为不稳定段塞流。

在套管生产阶段,综合气井生产期间斜井段流态变化规律及实测井底压力梯度变化趋势可知,当井筒流态由稳定段塞流变为不稳定段塞流时,为油管下入时机,对应的井口套压介于15~25 MPa。

2.2 井筒流压梯度变化规律

YY1—4井在套管生产阶段开展了定期、定点(垂深3 800 m,井斜45°~50°)的井底流动压力动态监测,并绘制了井筒压力梯度曲线。该曲线在直井

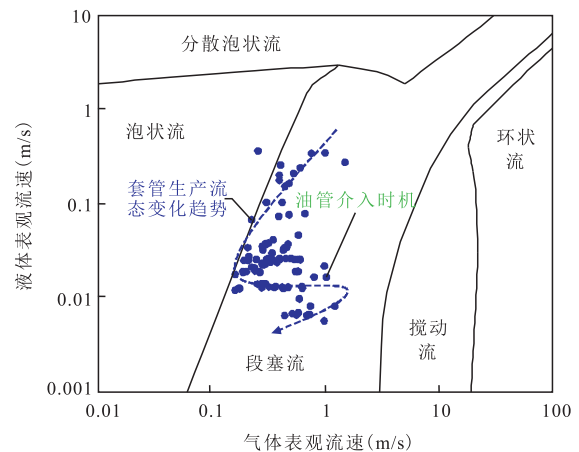


图3 套管生产阶段斜井段井筒流态规律
Fig. 3 Inclined wellbore flow regimes during casing production

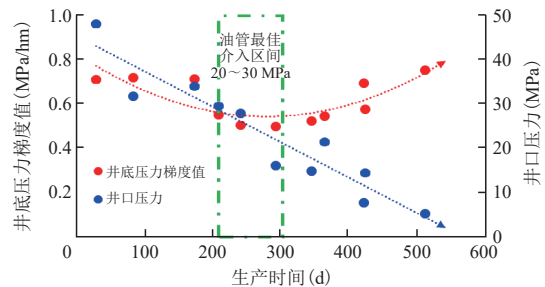


图4 套管生产阶段井底流压梯度变化规律
Fig. 4 Wellbore pressure gradient pattern during casing production

段均表现为近乎平缓的直线,但进入斜井段后,流压梯度随生产时间的延长开始出现波动,选取最深处点流压梯度分析井筒流动变化规律,得到了套管生产阶段井底流压梯度变化规律(图4),井底压力梯度值呈先降后增的“U”形变化,井口压力呈线性下降变化,这也与井筒流态变化规律一致,因此,选取井底压力梯度值凹处作为油管介入最佳时机,对应的井口压力介于20~30 MPa。

2.3 临界携液能力

结合 WALLIS 的经验公式和 BELFROID 等^[17]提出的角度修正项,建立了携液临界气量预测模型。根据不同尺寸管径在不同井口压力条件下的临界携液流量,绘制了临界携液流量图(图5)。根据井口压力与产量的变化关系可知,生产初期气井产量介于 $(18\sim 20)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,与套管生产所需临界携液流量相当,但当井口压力降至18 MPa以内时,气井产量远低于套管生产所需的临界携液流量,此时应下入油管辅助排液,保障气井稳定生产^[18]。

$$v_g \left[\frac{\rho_g}{gD(\rho_L - \rho_g)} \right]^{\frac{1}{2}} = 0.64 [\sin(1.7\theta)]^{0.38} \quad (5)$$

式中: v_g 为临界携液流速, m/s; ρ_g 为气体密度, kg/m^3 ; ρ_L 为液体密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; D 为油管内径, m; θ 为井筒与水平方向的夹角, $^\circ$ 。

2.4 油管最佳介入时机

综合分析深层页岩气井在套管生产阶段的井筒流态、井底压力梯度及临界携液流量变化规律,认为川南深层页岩气井在井口压力降至15~25 MPa时为油管最佳下入时机,此时,地层能量较为充足,地层

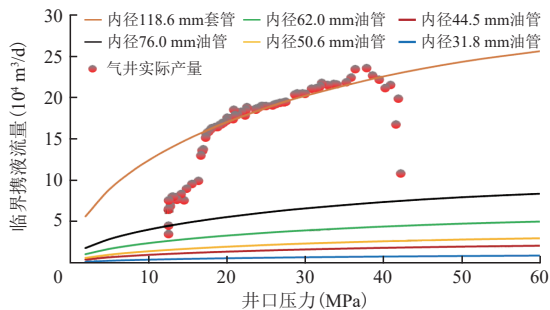


图5 不同井口压力与临界携液流量变化规律

Fig. 5 Change regulation different wellhead pressures and critical liquid carrying capacity

与井筒之间因气液供给流动产生的生产压差,以及井筒与井口之间因摩阻及液体滑脱产生的回压处于近乎平衡的状态,下入油管可以有效地减少井筒液体滑脱,提高气井携液能力,进一步稳定气井生产^[19]。

3 油管设计参数优化

3.1 最优下深

油管下深大多依据经验,下至井斜 $45^\circ\sim 50^\circ$,一般油管下得越深,越利于排除井筒积液,但管柱下入过深,不仅会降低管柱抗拉强度,而且当油管下至水平段内还面临井筒沉砂堵塞等风险^[20]。另外,页岩气水平井段长、井筒容积大,在生产实践发现该位置不仅无法完全解决斜井段液体滑脱,还限制了泡排、柱塞等采气维护措施的举升范围^[21]。因此,油管下入深度需要综合考虑井筒携液及管柱受力等因素。

在深层页岩气套管生产阶段,由于气井管径大、产液量多,所需临界携液流量大,井筒内液体滑脱将造成液体在斜井段及水平段堆积,影响气井稳定生产。虽然,下入油管后,管径变小,提高了气井携液能力,但同时也会造成沿程摩阻的增加^[22]。因此,油管下入深度还应综合考虑井筒内气液两相从井底向井口流动过程中受压降、重力、加速及摩阻影响。根据不同油管下深处的重力、压降及摩阻压降寻找协调点,以井筒最小压降点为油管最佳下入深度的设计依据^[23]。

对川南深层页岩气进行建模,计算不同尺寸套管、不同油管下深时的井筒沿程重力压降及摩阻压

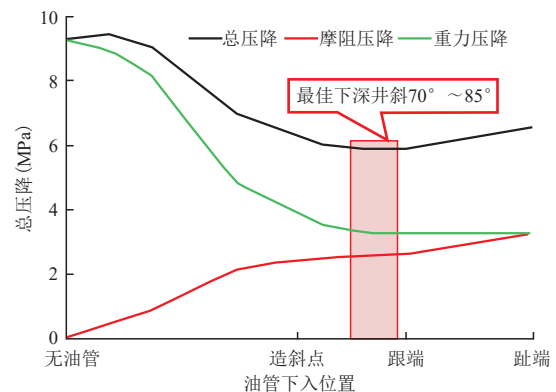


图6 不同油管下深的井筒压降分布规律

Fig. 6 Pattern of wellbore pressure drop with different tubing depth

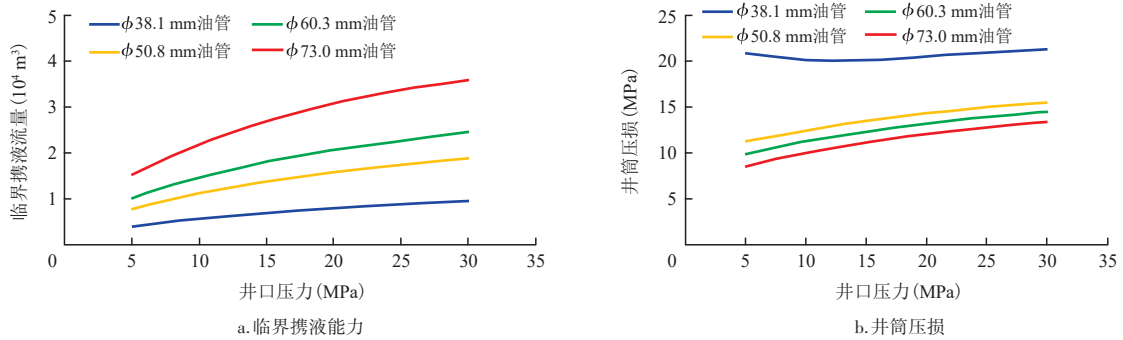


图7 不同管径临界携液能力和井筒压损
Fig. 7 Critical liquid loading ability and wellbore pressure drop of different pipe diameters

降,得到井筒压降分布规律曲线(图6)。其中,当套管生产时,由于管径大,井筒压降几乎都是重力压降,随着尺寸较小的油管下入深度增加,重力压降迅速降低,而井筒摩阻开始缓慢增加,越靠近趾端,摩阻压降越大,最终在油管下入跟端附近时趋于平稳。根据井筒总压降变化呈先降后增的趋势,计算得到井筒最小总压降发生在井斜 $70^{\circ} \sim 85^{\circ}$,为油管最优下入深度。

3.2 最优管径

油管最优尺寸的设计主要包括不同尺寸管径的井筒携液能力及井筒压力损失敏感性分析^[24]。根据川南页岩气井口压力降至20 MPa左右时的平均液气比为 $5 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$,计算得到 $\phi 38.1$ (内径31.8 mm), $\phi 50.8$ (内径44.5 mm), $\phi 60.3$ (内径50.6 mm), $\phi 73$ (内径62 mm)管径油管的参数。由不同管径临界携液能力和井筒压损(图7)可知:从携液能力来看,管径越小,携液能力越强,另外,井筒压力损失主要以井筒内液体滑脱造成的重力压降为主,管径越小,井筒压损越大,其中内径为31.8 mm的油管压力损失值显著大于另外3种管径。威荣气田气井在油管最佳介入时机的平均产气量为 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,且气井产液量较大($25 \text{ m}^3/\text{d}$),高于主要油管尺寸的临界携液气量,所以,优选井筒压损最小的62 mm内径的油管,能同时兼顾后期动态监测、柱塞等常用井下工具通过能力。

4 现场试验

以油管最佳介入时机及设计参数优化研究结果为依据,在威荣页岩气田10个平台实施了45口气井

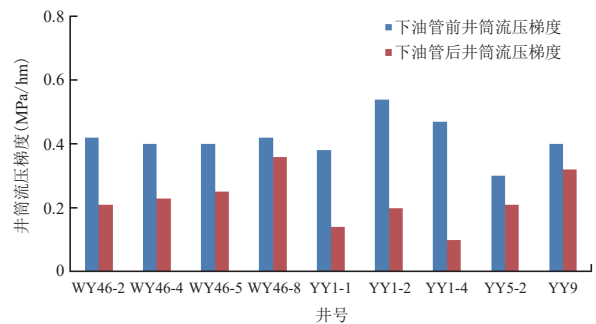


图8 下油管前后井筒平均流压梯度对比
Fig. 8 Average bottle hole pressure gradient before and after tubing

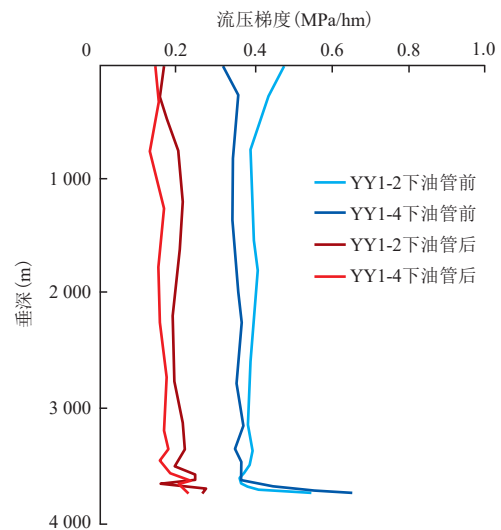


图9 下油管前后流压梯度曲线
Fig. 9 Bottle hole pressure gradient distribution before and after tubing

带压下油管作业,油管内径均为62 mm,气井下油管时平均套压由10 MPa增至18 MPa,下深井斜由 54° 增至 79° 。

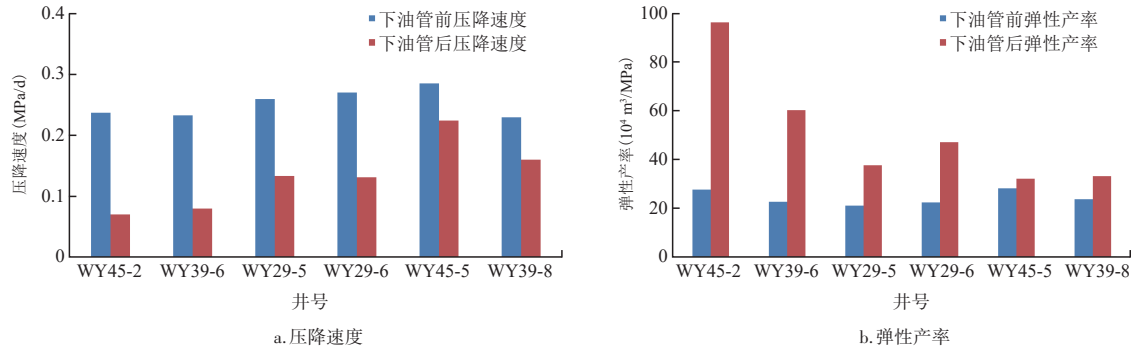


图10 下油管前后压降速度对比和弹性产率对比

Fig. 10 Pressure drop speed and elastic productivity before and after tubing

从携液及稳产能力方面对油管下入时机及参数开展对比评价。①携液能力:通过井筒流压对比监测表明,下入油管后,井筒携液能力明显改善,井筒内平均流压梯度由套管生产期间的0.41 MPa/hm降至0.22 MPa/hm,部分气井由下油管前的间歇放喷辅助排液转变为连续稳定排液生产(图8、图9);②稳产能力:对6口配产相同的气井在下油管前后的稳产能力进行对比分析,结果显示,下入油管后,气井平均压降速度由0.21 MPa/d降至0.12 MPa/d,弹性产率由 $28.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 升至 $54.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$,气井生产更加平稳(图10);③下深优化:在相同平台开展了套管生产和不同下深油管下的气井生产特征对比,结果表明,油管下深至跟端附近,较套管生产井或油管下深较浅井的稳产期末压力降低了1.3 MPa,稳产期产气增加1.6倍,更有利于气井长期稳产(图11)。

5 结论

1) 分别对深层页岩气不同井段井筒气液两相

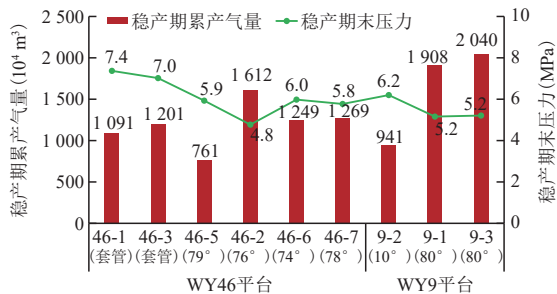


图11 同一平台气井生产情况对比

Fig. 11 Production comparison of the same platform

流计算模型进行评价,优选“直井段GRAY+倾斜段Beggs-Brills+水平段TAITEL”压降组合计算模型。

2) 综合气井套管生产阶段的井筒流态、井底流动压力梯度及临界携液流量变化特征,提出了深层页岩气井井口压力降至15~25 MPa时,为油管最佳下入时机;以井筒最小总压降为设计准则,设计油管最优下入深度为井斜 $70^\circ \sim 85^\circ$;结合携液能力及井筒压损敏感性分析,确定最优油管管径为62 mm。

3) 现场应用实践表明,通过及时下入油管 and 合理设计油管参数,对提高气井携液能力、减缓气井压力递减速率、提高气井稳产能力具有重要意义。

参考文献

- 马新华. 四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索[J]. 天然气工业, 2018, 38(10): 1-10.
MA Xinhua. Enrichment laws and scale effective development of shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 1-10.
- 谢军. 长宁—威远国家级页岩气示范区建设实践与成效[J]. 天然气工业, 2018, 38(2): 1-7.
XIE Jun. Practices and achievements of the Changning-Weiyuan shale gas national demonstration project construction[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(2): 1-7.
- 位云生, 齐亚东, 贾成业, 等. 四川盆地威远区块典型平台页岩气水平井动态特征及开发建议[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 81-86.
WEI Yunsheng, QI Yadong, JIA Chengye, et al. Production performance of and development measures for typical platform horizontal wells in the Weiyuan Shale Gas Field, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 81-86.
- DINATA R, SARICA C, PEREYRA E. End of tubing (EOT) placement effects on the two-phase flow behavior in horizontal wells: Experimental study[C]// Paper SPE-181302-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, U.A.E., September 2016.

- [5] 范宇,岳圣杰,李武广,等.长宁页岩气田采气工艺实践与效果[J].天然气与石油,2020,38(2):54-60.
FAN Yu, YUE Shengjie, LI Wuguang, et al. Practice and effect of gas production technology in Changning Shale Gas Field[J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38(2): 54-60.
- [6] 张宏录,刘海蓉.中国页岩气排采工艺的技术现状及效果分析[J].天然气工业,2012,32(12):49-51.
ZHANG Honglu, LIU Hairong. State and effects of dewatering and recovery techniques of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(12): 49-51.
- [7] 李牧.下倾型页岩气水平井连续油管排水采气工艺[J].石油钻采工艺,2020,42(3):329-333.
LI Mu. Coiled tubing of drainage gas recovery technology used in shale-gas downdip horizontal wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(3): 329-333.
- [8] 曹孟京,吴晓东,安永生,等.页岩气井连续油管采气管柱优化设计[J].断块油气田,2018,25(6):811-814.
CAO Mengjing, WU Xiaodong, AN Yongsheng, et al. Optimal design of coiled tubing for production string of gas well in shale gas field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(6): 811-814.
- [9] 吴武超,李治平,赖枫鹏,等.致密气藏水平井速度管下入时间确定方法[J].断块油气田,2015,22(4):522-525.
WU Wuchao, LI Zhiping, LAI Fengpeng, et al. Method to determine time of installing velocity string for horizontal well in tight gas reservoirs[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2015, 22(4): 522-525.
- [10] 王琦.水平井筒气液两相流动模拟实验研究[D].成都:西南石油大学,2014.
WANG Qi. Experiment study on gas-liquid in the wellbore of horizontal well[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [11] 李颖川,朱家富,秦勇.排水采气井油管和环空两相流压降优化模型[J].石油学报,1999,20(2):87-92.
LI Yingchuan, ZHU Jiafu, QIN Yong, et al. An optimal model for two-phase flow in tubing and annulus of gas wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(2): 87-92.
- [12] TAITEL Y. Stability of severe slugging[J]. International Journal of Multiphase Flow, 1986, 12(2): 203-217.
- [13] 陈德春,徐悦新,孟红霞,等.气井气液两相管流压降计算模型评价与优选[J].断块油气田,2017,24(6):840-843.
CHEN Dechun, XU Yuexin, MENG Hongxia, et al. Evaluation and optimization of pressure drop calculation models for gas-liquid two-phase pipe flow in gas well[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2017, 24(6): 840-843.
- [14] LEA J, NICKENS H, WELLS M. Gas well deliquification[M]. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2003.
- [15] 张鹏,李鹏辉,蒲春生.致密油水平井分段注采一体化管柱研究[J].石油机械,2022,50(3):86-92.
ZHANG Peng, LI Penghui, PU Chunsheng. Research on integrated sectional injection-production string in horizontal well of tight oil reservoir[J]. China Petroleum Machinery, 2022, 50(3): 86-92.
- [16] KAYA A S, CHEN X T, SARICA C, et al. Investigation of transition from annular to intermittent flow in pipes[J]. Journal of Energy Resources Technology, 2000, 122(1): 22-28.
- [17] BELFROID S, SCHIFERLI W, ALBERTS G, et al. Predicting onset and dynamic behavior of liquid loading gas wells[C]// Paper SPE-115567-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008.
- [18] 肖高棉,李颖川,喻欣.气藏水平井连续携液理论与实验[J].西南石油大学学报(自然科学版),2010,32(3):122-125.
XIAO Gaomian, LI Yingchuan, YU Xin. Theory and experiment research on the liquid continuous removal of horizontal gas well [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2010, 32(3): 122-125.
- [19] 刘永辉,艾先婷,罗程程,等.预测水平井携液临界气流速的新模型[J].深圳大学学报(理工版),2018,35(6):551-557.
LIU Yonghui, AI Xianting, LUO Chengcheng, et al. A new model for predicting critical gas velocity of liquid loading in horizontal well[J]. Journal of Shenzhen University (Science & Engineering), 2018, 35(6): 551-557.
- [20] 王庆蓉,陈家晓,向建华,等.页岩气井积液诊断及排水采气工艺技术探讨[J].天然气与石油,2020,38(5):83-87.
WANG Qingrong, CHEN Jiaxiao, XIANG Jianhua, et al. Discussion on shale gas well effusion diagnosis and drainage gas production technique[J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38(5): 83-87.
- [21] 陈元千,傅礼兵,徐佳倩.两类产量递减模型在预测页岩气井和致密气井中的应用与对比[J].油气地质与采收率,2021,28(3):84-89.
CHEN Yuanqian, FU Libing, XU Jiaqian. Application and comparison of two production decline models in shale gas wells and tight gas wells[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(3): 84-89.
- [22] 徐中一,方思冬,张彬,等.页岩气体积压裂水平井试井解释新模型[J].油气地质与采收率,2020,27(3):120-128.
XU Zhongyi, FANG Sidong, ZHANG Bin, et al. A new well test model for horizontal wells by stimulated reservoir volume in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(3): 120-128.
- [23] 胡苗,冯利军,王军锋,等.延北113-133致密气藏水平井速度管柱安装策略研究[J].非常规油气,2022,9(2):85-93.
HU Miao, FENG Lijun, WANG Junfeng, et al. Study on velocity string installation strategy of horizontal well in Yanbei 113-133 tight gas reservoir[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(2): 85-93.
- [24] 李紫晗,刘宇沛,张滨海,等.临兴区块致密气井动态携液规律研究[J].非常规油气,2021,8(2):80-87.
LI Zihan, LIU Yupei, ZHANG Binhai, et al. Study on dynamic liquid carrying law of tight gas wells in Linxing block[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(2): 80-87.

(编辑 余聪)