

苏里格气区水平井生产初期 合理配产降本增效方法优化研究

王晋 赵鑫 郝国语 马麟

(中国石油长庆油田分公司第四采气厂, 内蒙古 鄂尔多斯 017300)

摘要: 目前水平井是油气田主要的开发方式和主力生产井, 生产初期的配产不合理会导致水平井压降快、产量递减快、见水早等问题, 致使难以保证水平井取得最佳的生产效果; 水平井生产初期的合理配产和生产方式(无阻或节流器)确定, 在地质上主要依据试气排液曲线、简易法估算无阻流量。工艺上在计算节流器喷嘴直径时需要地质上提供配产、生产压力两个参数。地质与工艺的是否紧密集合, 关系着节流器生产井的配产符合率。提升气井配产符合率、实现降本增效和降低安全风险目标。

关键词: 水平井生产初期; 合理配产; 配产符合率; 降本增效

0 引言

苏里格气田采用大规模水平井开发模式, 目前区域内水平井约占总井数 10%, 气井贡献率却高达 38%, 因此对水平气井产能、生产系统分析及配产研究具有非常重要的意义。第四采气厂位于苏里格气田中东部地区, 其自营区块目前共投产水平气井 273 口, 井均累产 3818 万方, 生产时间满 3 年气井目前井均累产 4341 万方, 预测最终累产 7490 万方。

对 2019–2022 年投产的 68 口水平气井分 4 类进行研究, 其投产后实际产量普遍低于设计配产(平均低 0.6), 其中偏差较大井主要有两类:

一是配产 ≤ 3.5 万方/d 的低配产井, 其符合率 67.8%; 二是水气比 ≥ 0.6 方/万方的产水井, 其符合率 76.5%。

1 水平井生产初期特征

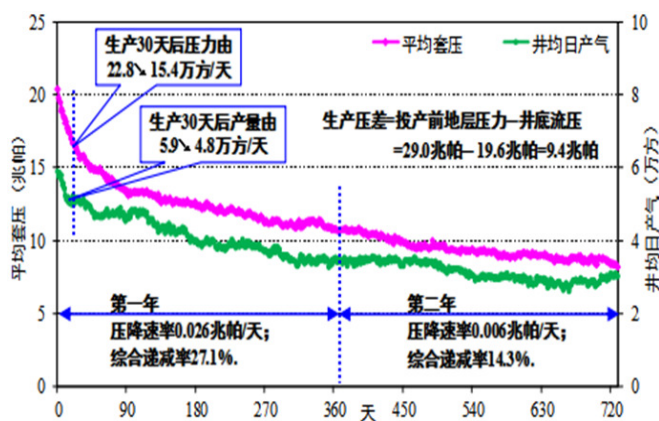


图1 68口水平井生产初期压力、产量曲线

水平井生产初期受井筒、近井带压裂裂缝储集效应影响, 存在压力、产量递减快特征。生产 30 天后储层进入拟稳态流, 气井压降速率、产量递减趋于稳定, 进入了稳定生产阶段。根据投产前压力、生产曲线, 计算气井进入稳定阶段后平均生产压差为 9.4MPa。

通过对 68 口井试采数据的分析, 水平井产水情况差异大, 平均水气比 0.83 方/万方, 产出水平均总矿化度 20949mg/l, 为 CaCl₂ 型。

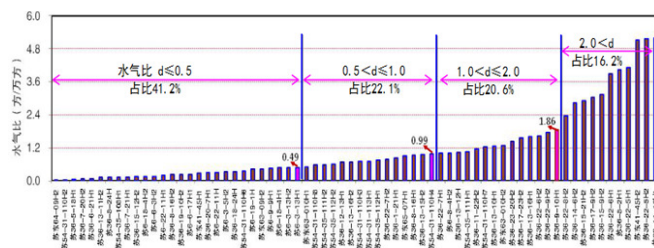


图2 68口水平井生产水气对比柱状图

根据李闽建立的气井临界携液流量公式及矿场经验, 建立了目前常用的 3 种生产油管井(23/8"、3 1/2"、4 1/2")临界携液流量图版, 对应气井投产初期的临界携液产量分别是 1.9、4.2、7.5 万方/d。随着气井投产后生产压力下降, 其临界携液产量逐渐降低。

根据压裂气井裂缝支撑剂回流临界流量理论计算公式, 将支撑剂、压裂裂缝等参数代入公式计算, 得到气井不同生产阶段(不产地层水)的临界出砂产量。计算结果与气井现场实际出砂情况吻合, 符合气井生产实际。随着气井生产压力下降, 其临界出砂产量下降。

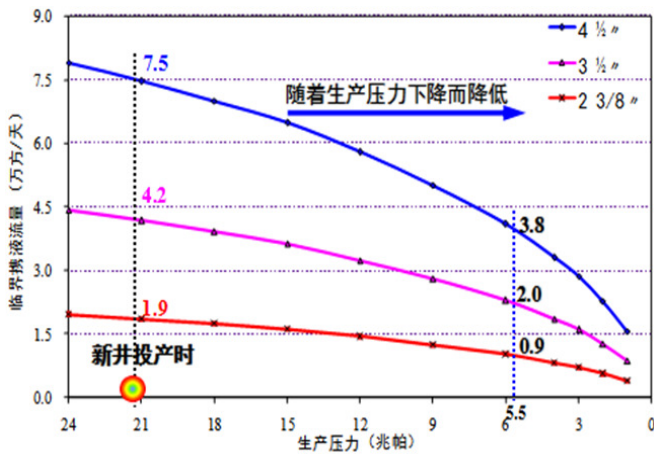


图3 不同尺寸油管生产压力与临界携液流量关系对比图
气井裂隙支撑剂回流临界产量计算公式:

$$q_{sc} = \frac{1.1516 \times 10^5 k w_f h \sqrt{\frac{p_c \Gamma_d g}{p_g}}}{B_g} \quad (\text{公式 1})$$

式中: ρ_g -天然气密度, kg/m^3 ; ρ_c -支撑剂密度, kg/m^3 ; Q_{sc} -支撑剂回流临界流量, $10^4 \text{m}^3/\text{d}$; W_f -裂缝宽度, m ; r_d -砂粒半径, m ; h -裂缝高度, m ; k -支撑剂面孔率, %; B_g -天然气体积系数, 无因次。

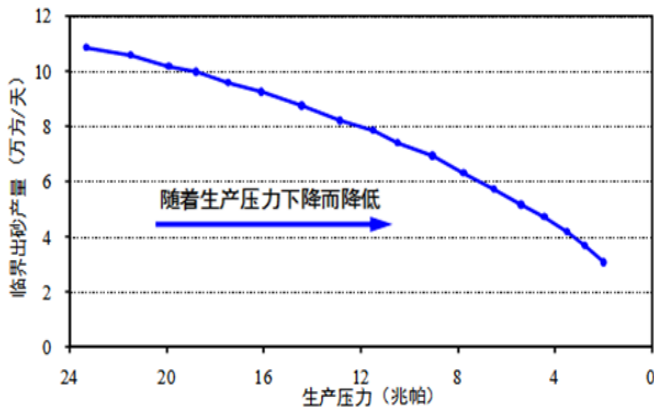


图4 水平井临界出砂产量与生产压力关系对比图
水平井生产初期配产还涉及与井下节流工艺的匹配性。

根据节流器临界流态流公式 ($P_2/P_1 \geq 0.55$ 、公式2) 及井口与气嘴入口压力关系式 (公式3) 可知: 在确定气井配产 q_{max} 、投放深度 H 后, 气嘴直径 d 只与生产压力 p_c 值相关、与产水量无关。

配产时 p_c 值取井口关井压力 (没有考虑生产压差), 产水量影响节流气嘴的有效过气面积, 上述两个因素造成了气井实际产量低于设计配产。

$$q_{max} = \frac{4.066 \times 10^3 p_1 d^2}{\sqrt{Y_g T_1 Z_1}} \sqrt{\frac{K \left(\left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{2}{k-1}} - \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \right)^y}{k-1}} \quad (\text{公式 2})$$

$$p_1 = p_c + \frac{(0.0083 P_c + 0.0006) \cdot H}{2a100} \quad (\text{公式 3})$$

公式2、公式3中: P_1 、 P_c 为节流器入口压力、生产压力, MPa ; Y_g 为天然气相对密度, 取 0.598; T_1 为投放深度对应入口天然气温度, K ; Z_1 为 T_1 温度对应天然气偏差系数; K 为常数, 取 1.3; H 为节流器下深, m ; 气井配产, $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

2 水平井生产初期合理配产方法优化

①水平井投产初期合理配产以延长稳产期、保护储层、防止积液为原则。其配产符合率 (F) 指生产时实际产量 (Q_s) 与合理配产 (Q_l) 的偏差, 具体计算公式如下:

$$F = \frac{Q_l - |Q_l - Q_s|}{Q_l} \times 100\% \quad (\text{公式 4})$$

式中: Q_s 、 Q_l 单位为 万方/d , 当 $Q_s \geq 2Q_l$ 时, $F=0$, 公式适用于投放节流器井的计算; 对于采用无阻投产井, 其配产符合率为 100%;

②考虑临界携液、临界出砂产量, 制定了水平井的合理配产区间: 最大配产 < 临界出砂产量、最小配产 > 临界携液产量 (视气井油管尺寸定);

③结合矿场经验确定无阻流量 $\leq 6.0 \text{ 万方/d}$ 井采用无阻方式 (不投节流器) 生产; 无阻流量 $> 6.0 \text{ 万方/d}$ 井采用投放节流器方式生产。

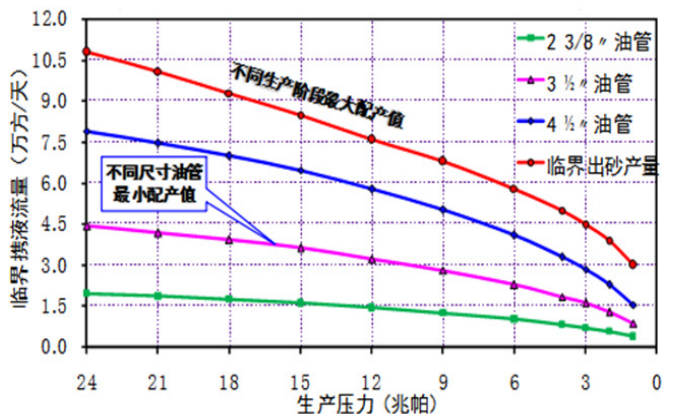


图5 水平井不同生产阶段合理配产区间图

3 建立节流器井合理配产及压力优化方法

结合生产初期生产压差、气嘴直径计算公式 (公式2), 建立了节流器井 (无阻流量 $> 6.0 \text{ 万方/d}$) 的配产 q_{max} 、压力 p_c 参数优化方法 (见下表), 该

方法使带入公式 2 计算气嘴直径的 q_{\max} 、 p_c 值更符合生产实际。优化前 q_{\max} 未考虑临界携液产量； p_c 值按关井最高恢复压力取值。

表 1 节流器井合理配产、压力优化方法分类表

分类	I	II	III	平均值
平均配产 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	6.0	5.0	4.0	5.1
平均生产压差 (MPa)	6.5	9.7	13.6	9.8
优化后配产压力 (MPa)	17.9	14.1	11.2	16.2
优化前配产压力 (MPa)	pc 值按关井最高恢复压力取值			

以前期准确测试过水气比井为样本,对 11 口配产符合率大于 90% 井的水气比与节流器气嘴直径放大比例进行拟合分析,得到经验公式(公式 5)。

$$d_x = d + d \cdot (0.084B + 0.012) \quad (\text{公式 5})$$

式中: d_x 为修正后气嘴直径, mm; d 为节流器气嘴直径, mm; B 为气井生产水气比, $\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 。

应用时通过分析试气排水或试采等资料获得生产水气比(小于 0.5 方/万方时不进行修正),应用公式 5 对气嘴直径(公式 2 算出值)进行修正。

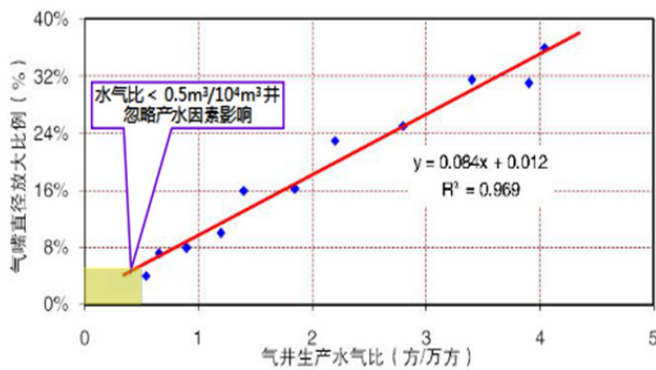


图 6 水气比与节流器气嘴直径放大比例关系图

4 结论

①水平井生产初期受井筒、近井带压裂裂缝储集效应影响,存在压力、产量递减快特征,生产 30 天后储层进入拟稳态流,压降速率、产量递减趋于稳定,气井建立了稳定的生产压差,平均为 9.8MPa;

②根据水平井生产初期生产压差、节流气嘴直径计算公式,建立了节流器井(无阻流量 > 6.0 万方/d)的配产、压力参数优化方法,使带入公式计算气嘴直径时的配产、压力值更符合气井生产实际;

③考虑生产压差、产水因素的水平井生产初期配产方法,实现气井地质与井下节流工艺的紧密结合,提升了气井配产符合率,降低了气井管理难度和成本。

参考文献:

- [1] 胡文瑞,魏漪,鲍敬伟.中国低渗透油气藏开发理论与技术进展[J].石油勘探与开发,2018(04).
- [2] 庞长英,连军利,胡定堂,张卫东,唐永飞.水平井直井联合开采低渗透油藏合理井网研究[J].石油天然气学报,2008(01).
- [3] 赵金洲,陈曦宇,刘长宇,李勇明,李晖,曹学军.水平井分段多簇压裂缝间干扰影响分析[J].天然气地球科学,2015(03).
- [4] 李鹏,范倩倩,霍明会,郑腊年,岳君.苏里格气田气井配产与递减率关系研究及应用[J].西南石油大学学报(自然科学版),2020(01).
- [5] 牟春国,胡子见,王惠,韩勇.井下节流技术在苏里格气田的应用[J].天然气勘探与开发,2010(04).
- [6] 张波,薛媛,王晓荣,王惠.苏里格气田水平井生产工艺优化研究[J].石油化工应用,2013(04).
- [7] 金大权,杨志伦,张春雨,陈启文,张春.致密砂岩气藏水平井生产技术对策[J].天然气勘探与开发,2016(04).
- [8] 贺培,熊继有,陆朝晖,秦大伟,潘林华.基于高压脉动水力压裂的脉动波传播机理研究[J].水动力学研究与进展(A辑),2017(01).
- [9] 郭印同,杨春和,贾长贵,徐敬宾,王磊,李丹.页岩水力压裂物理模拟与裂缝表征方法研究[J].岩石力学与工程学报,2014(01).
- [10] 赵海军,马凤山,刘港,郭捷,冯雪磊.不同尺度岩体结构面对页岩气储层水力压裂裂缝扩展的影响[J].工程地质学报,2016(05).
- [11] 邹才能,董大忠,王社教,李建忠,李新景,王玉满,李登华,程克明.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(06).
- [12] 邹才能,朱如凯,吴松涛,杨智,陶士振,袁选俊,侯连华,杨华,徐春春,李登华,白斌,王岚.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(02).
- [13] 赵艳,吴胜和,徐樟有,温立峰.川西新场气田上三叠统须家河组二段致密砂岩优质储层控制因素[J].中国石油大学学报(自然科学版),2010(04).