

天然气开发

大型致密砂岩气藏水平井产能评价与新认识

吕志凯,贾爱林,唐海发,刘群明,王泽龙

(中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:压裂水平井技术是开发致密砂岩气藏的有效手段,已经在苏里格气田取得了良好应用效果,但存在生产规律认识不清、产能评价困难、生产工作制度不合理等问题,影响了水平井部署和生产管理。为此,深入研究了苏里格气田地质和水平井生产特征,评价了水平井产能并形成了新的认识,建立了考虑长期稳产的水平井合理产量确定方法。研究表明,苏里格气田历年投产水平井初期递减率很高,中后期递减率变低,符合衰竭式递减规律,且新完钻井的初期递减率逐年增大;水平井日均产量与无阻流量呈幂函数关系、与单井控制储量呈线性关系;提出了用单井控制储量指导压裂水平井合理配产的经验方法,以实现单井长期稳产。研究结果对致密气藏产能建设有积极意义。

关键词:致密气藏;压裂水平井;衰竭式递减;绝对无阻流量;单井控制储量;合理配产

中图分类号:TE243+.1

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2018)06-0873-07

引用格式:Lü Zhikai, Jia Ailin, Tang Haifa, *et al.* Productivity evaluation and new understanding for horizontal well of large scale tight sandstone gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(6): 873-879. [吕志凯, 贾爱林, 唐海发, 等. 大型致密砂岩气藏水平井产能评价与新认识[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(6): 873-879.]

0 引言

位于鄂尔多斯盆地北部的苏里格气田是中国最大的致密砂岩气田,勘探面积约为 $5 \times 10^4 \text{ km}^2$, 累计探明储量 $4.29 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 累计建产能 $380 \times 10^8 \text{ m}^3$, 年产能达到 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。水平井多段压裂是开发致密气的有效手段,2005年以来累计投产水平井1200余口,配套的地质、气藏研究进展显著,但仍存不足:目前苏里格气田水平井日产量约占气田总日产量的35%,产能占到了50%以上,成为气田产能建设的重要组成部分,但是未开展系统的生产动态特征研究,水平井生产初期产能难以准确评价,气井配产缺乏指导依据,导致部分气井稳产能力差,严重影响了气井生产管理和气田开发规划部署。因此,为了进一步提高致密气开发效果,迫切需要总结水平井生产动态特征,明确水平井生产规律,系统评价

水平井产能,优化水平井生产工作制度。

1 气田地质特征及对水平井的影响

1.1 气田基本地质特征

作为大面积低丰度致密砂岩气的典型代表^[1],苏里格气田的基本地质特征为:①砂体展布面积大,储量丰度低。苏里格具有“连续型油气聚集”的气藏分布特征,超过 $4 \times 10^4 \text{ km}^2$ 范围内整体含气^[2,3];砂岩厚度在30~50m之间,主力气层厚度约为10m,地质储量丰度一般为 $(0.5 \sim 2.0) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,局部发育“甜点”。②储层物性差,含气饱和度低。储层常压渗透率主要分布在 $(0.01 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,覆压渗透率一般小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;储层孔隙结构以小孔喉为主,连通性较差,平均孔隙度约为7.45%,含气饱和度为55%~65%^[4-7]。③储层非均质性强,有效砂体规模小。大面积连片分布的宏观

收稿日期:2018-02-01;修回日期:2018-04-19。

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“复杂天然气开发关键技术”(编号:2016ZX05015);中国石油天然气股份有限公司科技攻关项目“天然气藏开发关键技术”(编号:2016B-15)联合资助。

作者简介:吕志凯(1984-),男,河北任丘人,工程师,博士,主要从事低渗致密气藏开发与评价研究。E-mail:lvzk@petrochina.com.cn。

背景下,河道砂体由多个薄层、多期的砂体垂向叠置构成,内部结构复杂,隔夹层发育,储层非均质性强;单个主力含气砂体规模较小,厚度主要为 2~5m,宽度主要为 200~400m,长度为 600~800m^[8]。

1.2 储层特征对水平井开发的影响

苏里格气田主力储层辫状河体系过渡带、体系间水动力条件相对较弱,有效砂体较薄甚至不发育。叠置带内砂体通过多期叠置形成规模较大的泛连通

体,储层岩石颗粒分选好,岩性纯,物性好,心滩较发育,有效砂体分布相对集中,为水平井部署提供了较有利的地质条件。根据已实施水平井的统计数据,适于部署水平井的气层分布模型主要有厚层块状型、物性夹层垂向叠置型、泥质夹层垂向叠置型、横向切割叠置型、横向串糖葫芦型 5 类(图 1),其中厚层块状型和物性夹层垂向叠置型有效砂体是水平井开发主要地质目标体^[8-10]。

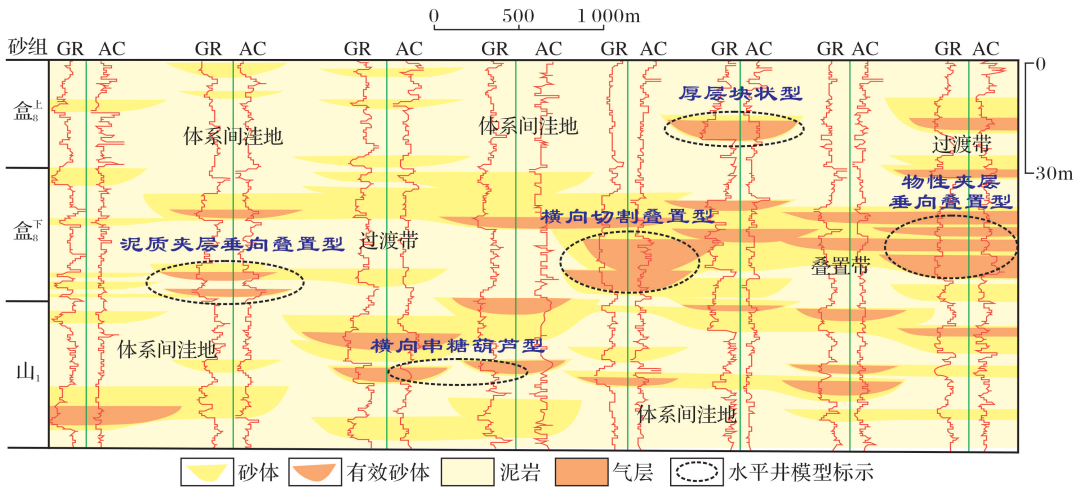


图 1 苏里格气田适于部署水平井的 5 种地质目标模型

Fig.1 5 Geological target models suitable for deploying horizontal wells in Sulige Gasfield

2 水平井生产特征与产能评价

实践证明,水平井是有效解放致密储层、提高单井产量的重要手段。从 2009 年水平井规模开发以来,单井初期产量超过了同等储层条件直井的 3 倍^[11],开发效果显著,降低了管理难度。同时,水平井单井控制储量超出同等储层条件直井的 3~5 倍,有效地提高了气藏采出程度。

2.1 水平井生产规律

2.1.1 气田水平井生产特征

苏里格气田水平井开发经历了探索与试验、试验突破、规模试验和规模应用等 4 个阶段,截至 2017 年 6 月底,共完钻水平井 1 236 口,占总井数的 13%,目前日产气量为 $1\,998 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{d}$,占气田总日产量的 35.6%,平均单井初期产量为 $6.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,建产占比已超过 50%,有些区块已超过 80%(图 2)。

气藏工程方法(Arps 递减分析)论证表明,水平井初期递减率很高(一般超过 30%),后期递减率变低,且新完钻井的初期递减率逐年增大(图 3)。结合文献^[12]中致密气储量动用优先顺序,反映出 2

个方面的问题:一是产建区域储量品位不断降低,影响了开发效果,新投产水平井中低产、低效井数增多,水平井部署风险增大;二是水平井初期产能评价难度大,生产工作制度不合理,导致产量递减过快,严重影响了气井生产管理和开发规划部署^[12]。

2.1.2 水平井单井生产规律

致密砂岩气田储层物性差、非均质性强,水平井完钻后需要进行多段压裂以获得更高的产能和井控储量。苏里格水平井长度为 1 000~1 200m,压裂 6 段左右,裂缝间距为 150~200m,通过井下节流器,来实现控压生产^[8]。从大量水平井采气曲线可以看出,压裂水平井一般不存在明显的稳产期,生产初期产量高且递减快,中后期产量低且递减变缓(图 4)。

水平井多段压裂后,形成了由近井高渗裂缝改造带和远井低渗未改造区构成的复合储层。投产初期近井压裂高渗区先供气,气井产量较高,但随后压力波波及到远井低渗区,储层供气能力减弱,产量快速降低;生产中后期泄流界面逐渐达到井控流动边界,产量下降变缓。压裂水平井的产气能力受储层物性、改造规模和泄流边界等多因素影响,主要受单井控制储量控制^[13]。

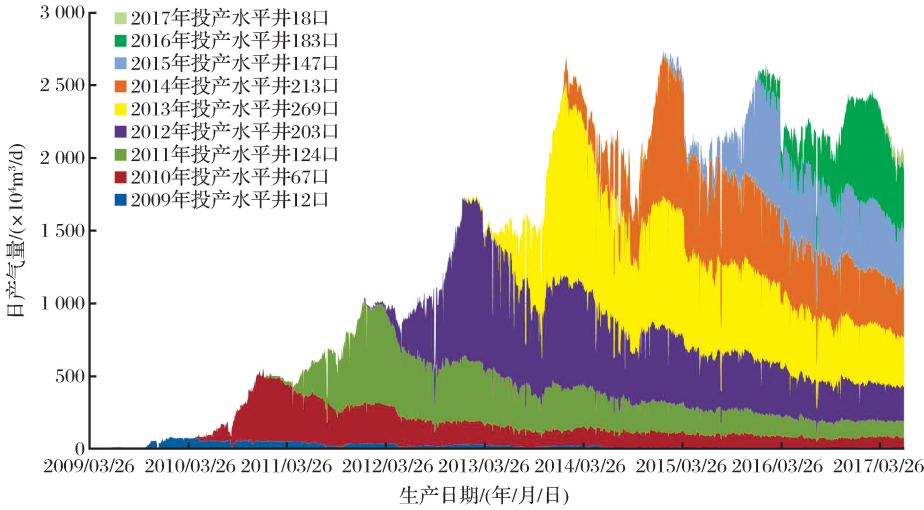


图 2 苏里格气田分年度水平井产量曲线

Fig.2 Annual production curve of HWs in Sulige Gasfield

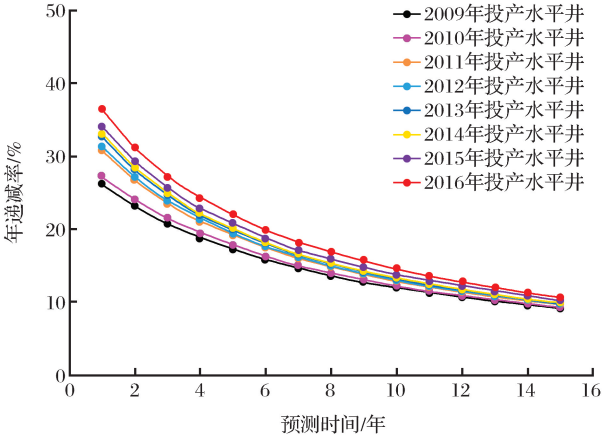


图 3 不同年度投产水平井递减率预测

Fig.3 Decline rate prediction of HWs in different years

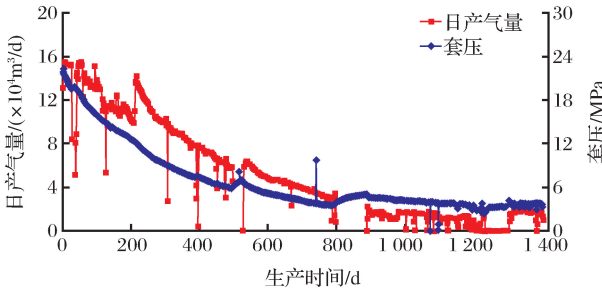


图 4 苏里格气田典型水平井采气曲线

Fig.4 Typical production curve of HW in Sulige Gasfield

分析水平井实际生产数据,其产量递减具有先快后缓的特征,符合衰竭式递减规律(图 5)。

衰竭式产量递减方程^[14]:

$$q = \frac{q_i}{(1 + 0.5D_i t)^2} \quad (1)$$

式中: q 为气井产量, $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; q_i 为气井初始产

量, $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; D_i 为初始递减率, $1/\text{d}$; t 为生产时间, d 。

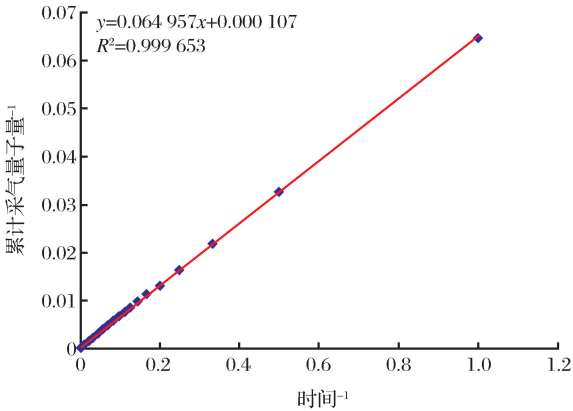


图 5 气井递减类型判识曲线

Fig.5 Identification chart of gas well decline type

积分可得累积采气量:

$$G_p = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + 0.5D_i t)^2} dt = \frac{q_i t}{1 + 0.5D_i t} \quad (2)$$

式中: G_p 为气井生命周期内累计采气量, $\times 10^4 \text{ m}^3$ 。

令 $A = \frac{1}{q_i}$, $B = \frac{0.5D_i}{q_i}$, 式(2)可变形为:

$$\frac{1}{G_p} = A \frac{1}{t} + B \quad (3)$$

由衰竭式递减识别曲线(图 5)可拟合 A 、 B 值, 计算 q_i 、 D_i 代入式(1)可得气井产量预测方程:

$$q = \frac{1}{(0.254\ 87 + 0.000\ 42t)^2} \quad (4)$$

2.2 水平井产能评价

绝对无阻流量和单井控制动态储量是评价气井产能的两项核心内容。绝对无阻流量反映生产初期

最大的生产能力,一般通过产能试井来获得,主要方法包括:回压试井法、等时试井法、修正等时试井法和“一点法”试井^[15]。单井控制动态储量决定着气井长期产气能力和最终累计采气量,评价方法有:压力恢复试井法、物质平衡法、产量累积法、数值模拟法以及产量不稳定分析法^[16,17]。

2.2.1 产能评价结果分析

对于致密储层,从缩短测试时间和节约测试成本角度出发,先进行一定数量的修正等时试井工作,待确定产能方程系数后,再采用“一点法”进行产能测试。根据苏里格气田水平井“一点法”产能公式^[13],计算 400 余口早期投产水平井的无阻流量,主要分布在 $(10\sim60)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 之间,平均无阻流量为 $27\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,约为直井的 2.4 倍;采用产量不稳定分析法评价这些井的单井控制动态储量,主要分布在 $(5\,000\sim10\,000)\times10^4\text{ m}^3$ 之间,平均值为 $7\,652\times10^4\text{ m}^3$,约为直井的 3.1 倍(图 6)。

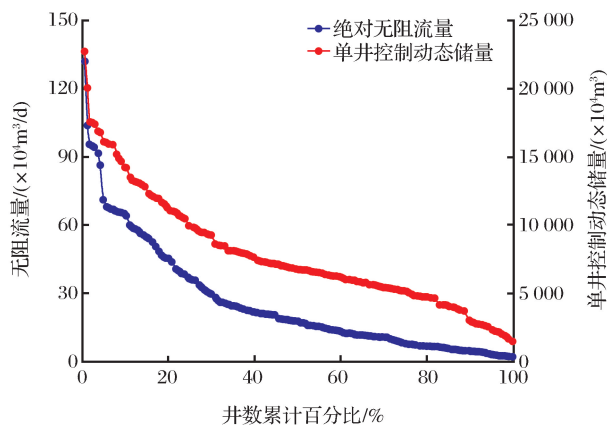


图 6 绝对无阻流量、单井控制动态储量统计结果

Fig.6 The statistical results of absolute open flow rate and well controlled reserves of HWs

2.2.2 产能评价新认识

致密气低成本、快速建产的开发思路决定了合理产量的确定多数采用“一点法”,即通过短时间试气,获取气井无阻流量,根据无阻流量按一定比例进行配产(一般取 Q_{AOF} 的 $1/3\sim1/6$)。该方法是一种经验方法,配产系数的选取没有严格的理论基础,前人在此方面研究较少。本文从 1 200 余口已投产的水平井中筛选出 253 口长期稳定生产的井作为标本,通过建立标本井的日均产量与产能指标(绝对无阻流量、单井控制储量)的关系,探索压裂水平井初期合理产量确定的依据。

考虑苏里格气田实际情况,确定长期稳定生产的水平井的筛选条件^[18]:①生产时间 900d 以上;

②套压降速率小于 $0.02\text{ MPa}/\text{d}$;③开井时率大于 85%。计算这些井前 3 年生产期内的平均产量,分析其与无阻流量的关系。结果表明,二者呈幂函数关系,但相关性较差,仅为 0.75(图 7)。且由于测试时间较短,致密气井的压力传导范围有限,“一点法”试气计算的无阻流量普遍偏高较多^[18],因此单一依靠无阻流量配产,结果往往导致初期产量过高,产量快速递减,达不到长期稳定生产的标准。

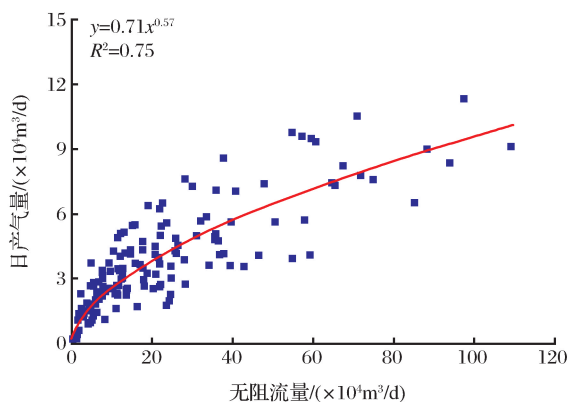


图 7 水平气井平均日产气量与绝对无阻流量的关系

Fig.7 Relationship between average daily production and absolute open flow rate of HWs

单井控制储量作为气井生产的物质基础,决定着气井长期生产能力。通过理论推导可建立合理产量与单井控制储量间的关系。如前所述,苏里格气田水平井产量符合衰竭式递减规律,对式(2)变形,可得:

$$G_p = \frac{q_i}{0.5D_i} - \frac{q_i}{0.5D_i(1+0.5D_it)} \quad (5)$$

由式(5)可知,当 $t \rightarrow +\infty$,有:

$$q_i = 0.5D_iG \quad (6)$$

式中: G 为单井控制储量, $\times 10^4\text{ m}^3$ 。

由式(5)亦可得:

$$q_i = \frac{(1+0.5D_it)G_p}{t} = \frac{(1+0.5D_it)\bar{q}t}{t} \quad (7)$$

式中: \bar{q} 为平均日产气量, $\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

联立式(6)得:

$$(1+0.5D_it)\bar{q} = 0.5D_iG \quad (8)$$

考虑气井 3 年稳产期,取 $t=900\text{ d}$,有:

$$\bar{q} = \left(\frac{0.5D_i}{1+450D_i} \right) G \quad (9)$$

由上式可得,当 D_i 一定时,水平井的平均产量与单井控制储量呈线性关系。分析了长期稳定生产的 253 口水平井的实际生产数据,发现平均产量与

单井控制储量的线性相关系数为 0.91,与前面的理论推导一致(图 8)。

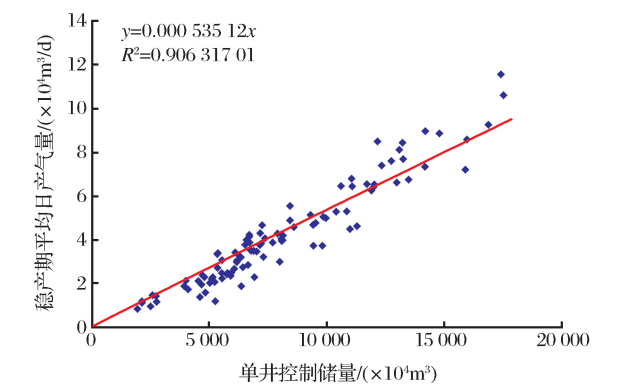


图 8 水平气井平均日产气量与单井控制储量的关系
Fig.8 Relationship between average daily production and well controlled reserves of HWs

由拟合关系式可得:
$$\bar{q}=0.000\ 535\ 12\times G$$
 (10)

联立式(6)、式(9)、式(10),可得苏里格气田水平井稳定生产 3 年以上的合理产量与单井控制储量的关系:

$$q_i=0.001\ 03\times G$$
 (11)

当投产早期评价水平井单井控制储量后^[13],可依此对气井的合理生产制度进行优化。

3 实例应用

目前,苏里格气田已由上产进入稳产阶段,随着气田开发的不断深入,储量品质不断变差,初期配产

不合理的问题突出。因此,需要对水平井生产工作制度进行优化。

文献[13]研究认为,采用生产 100d 动态数据评价的单井动态控制储量相对误差在 6% 以内。前文研究表明,水平井合理产量与单井控制储量存在线性关系,本文提出由单井控制储量对气井配产进行优化,即:先根据水平井试气资料确定其无阻流量,对气井进行初步配产,以此制度生产较短时间后(3 个月),采用产量不稳定分析法评价该井的单井控制储量,由式(11)进行优化调整。如 SUX2 井,由试气资料计算无阻流量约为 $100\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,取其 1/6 作为该井初期配产 $16.67\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,生产 3 个月后,评价单井控制储量约为 $15\ 000\times 10^4\text{ m}^3$,由式(11)计算合理产量为 $15.45\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,因此将该井产量调整为 $15\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。后续生产动态表明,该井产量递减平稳,未出现骤减情况,套压降速率保持在 0.014 MPa/d 左右,生产状况良好。采用新方法对近期投产的 9 口井进行优化配产,各井生产稳定、产量递减平缓,套压降速率介于 0.012 69~0.018 96MPa/d 之间,采用绝对无阻流量配产,结果普遍偏高,平均相对误差达 20%,采用本文方法优化配产,相对误差介于 0.63%~8.49% 之间,平均相对误差仅为 4%(表 1)。

结果表明,本文提出的由单井控制储量指导压裂水平井配产具有普遍适用性,对致密气田产能建设和气井生产管理具有一定积极意义。

表 1 本文方法优化配产结果对比
Table 1 Comparison of the results of the method in the paper to optimize the result of production

井名	套压降速率 /(MPa/d)	实际初期产量 /($\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$)	绝对无阻流量 /($\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$)	$Q_{\text{AOF}}1/6$ 配产 /($\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$)	相对误差 /%	单井控制动态储量 /($\times 10^4\text{ m}^3$)	新方法配产 /($\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$)	相对误差 /%
苏 1	0.013 13	7.72	52.59	8.77	13.54	7 732	7.96	3.16
苏 2	0.015 42	7.61	56.46	9.41	23.65	7 222	7.44	2.25
苏 3	0.018 96	7.35	47.50	7.92	7.71	7 181	7.40	0.63
苏 4	0.018 58	9.44	75.36	12.56	33.05	9 429	9.71	2.88
苏 5	0.012 69	9.32	62.08	10.35	11.02	9 817	10.11	8.49
苏 6	0.018 13	6.98	55.88	9.31	33.43	6 910	7.12	1.97
苏 7	0.016 54	5.84	44.84	7.47	27.97	6 120	6.30	7.94
苏 8	0.014 85	5.72	36.86	6.14	7.40	5 393	5.55	2.89
苏 9	0.015 37	6.77	49.14	8.19	20.97	6 201	6.39	5.66

4 结论

(1)压裂水平井成功应用于苏里格大型强非均质性致密砂岩气开发,当前气田进入由上产到稳产

的新阶段,产建区域储量品位不断降低,部分水平井生产工作制度有待进一步优化。

(2)苏里格气田历年投产水平井初期递减率很高,中后期递减率变低,且新完钻井的初期递减率逐

年增大,水平井单井初期产量高且递减快,中后期递减逐渐变缓,符合衰竭式递减规律。

(3)水平井绝对无阻流量主要分布在 $(10\sim 60)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 之间,平均为 $27\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,约为直井的2.4倍;单井控制动态储量主要分布在 $(5\ 000\sim 10\ 000)\times 10^4\text{ m}^3$ 之间,平均为 $7\ 652\times 10^4\text{ m}^3$,约为直井的3.1倍,产能总体较高,但井间差异较大。

(4)压裂水平井日均产量与绝对无阻流量呈幂函数关系、与单井控制储量呈线性关系,基于单井长期稳产的角度提出用单井控制储量指导压裂水平井合理配产,对致密气藏产能建设有积极意义。

符号注释: Q 为气井产量, $\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$; q_i 为初始产量, $\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$; n 为递减指数; D_i 为初始递减率, $1/\text{d}$; t 为生产时间, d ; G_p 为累计采气量, $\times 10^4\text{ m}^3$; Q_{AOF} 为无阻流量, $\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$; q_{sc} 为稳定日产气量, $\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$; p_{wf} 为稳定井底流压,MPa; p_{R} 为稳定地层压力,MPa; α 为产能方程系数; G 为单井控制储量, $\times 10^4\text{ m}^3$; \bar{q} 为平均日产气量, $\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

参考文献(References)

- [1] Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, *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 Petroleum Sinica*, 2012, 33(2): 173-187.
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.
- [2] Yang Hua, Fu Jinhua, Liu Xinshe, *et al.* Formation condition sand exploration technology of large-scale tight sandstone gas reservoir in Sulige[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(supplement 1): 27-26.
杨华, 付金华, 刘新社, 等. 苏里格大型致密砂岩气藏形成条件及勘探技术[J]. *石油学报*, 2012, 33(增刊 1): 27-36.
- [3] Zou Caineng, Yang Zhi, Tao Shizhen, *et al.* Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(1): 13-26.
邹才能, 杨智, 陶士振, 等. 纳米油气与源储共生型油气聚集[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(1): 13-26.
- [4] Wen Xiaohong, Zhou Tuo, Hu Yong, *et al.* Experimental study of properties and influence factors of gas flow in tight core[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2010, 32(6): 592-595.
温晓红, 周拓, 胡勇, 等. 致密岩心中气体渗流特征及其影响因素实验研究[J]. *石油实验地质*, 2010, 32(6): 592-595.
- [5] Surdam R C. A new paradigm for gas exploration in anomalously

pressured “tight gas sands” in the Rocky Mountain Laramide basins[C]// Surdam R C. AAPG Memoir 67: Seals, Traps, and the Petroleum System. Tulsa: AAPG, 1997: 283-298.

- [6] Holditch S A. Tight gas sands[J]. *JPT*, 2006, 58(6): 85-90.
- [7] Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(3): 257-264.
戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(3): 257-264.
- [8] He Dongbo, Jia Ailin, Ji Guang, *et al.* Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige Gasfield[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 79-89.
何东博, 贾爱林, 冀光, 等. 苏里格大型致密砂岩气田开发井型井网技术[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(1): 79-89.
- [9] Lu Tao, Zhang Ji, Li Yuegang, *et al.* Horizontal well development technology for tight sandstone gas reservoirs in the Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(8): 38-43.
卢涛, 张吉, 李跃刚, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏水平井开发技术及展望[J]. *天然气工业*, 2013, 33(8): 38-43.
- [10] Liu Qunming, Tang Haifa, Ji Guang, *et al.* Geological target optimization for horizontal well development of tight gas, Sulige Gasfield, Ordos Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(3): 1360-1365.
刘群明, 唐海发, 冀光, 等. 苏里格致密砂岩气田水平井开发地质目标优选[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(7): 1360-1365.
- [11] Li Jianqi, Yang Zhilun, Chen Qiwen, *et al.* Horizontal well technology for the development of the Sulige Gasfield[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(8): 60-64.
李建奇, 杨志伦, 陈启文, 等. 苏里格气田水平井开发技术[J]. *天然气工业*, 2011, 31(8): 60-64.
- [12] Guo Zhi, Jia Ailin, Ji Guang, *et al.* Reserve classification and well pattern infilling method of tight sandstone gasfield: A case study of Sulige Gasfield[J]. *Acta Petroleum Sinica*, 2017, 38(11): 1299-1309.
郭智, 贾爱林, 冀光, 等. 致密砂岩气田储量分类及井网加密调整方法——以苏里格气田为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(11): 1299-1309.
- [13] Li Bo, Jia Ailin, He Dongbo, *et al.* Productivity evaluation of horizontal wells in Sulige tight gas reservoir with strong heterogeneity[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(3): 539-549.
李波, 贾爱林, 何东博, 等. 苏里格气田强非均质性致密气藏水平井产能评价[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(3): 539-549.
- [14] Li Yuegang, Xu Wen, Xiao Feng, *et al.* Development well pattern optimization based on dynamic characteristics: A case study from the Sulige tight sandstone gas field with great heterogeneity[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(11): 56-61.
李跃刚, 徐文, 肖峰, 等. 基于动态特征的开发井网优化——以苏里格致密强非均质砂岩气田为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34

- (11):56-61.
- [15] Zhuang Huinong, Gas Reservoir Dynamic Description and Well Testing[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003:56-67.
- 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003:56-67.
- [16] Fetkovich M J, Fetkovich E J, Fetkovich M D. Useful concepts for decline curve forecasting, reserve estimation, and analysis [J]. SPE Reservoir Engineering, 1996, 11(1):13-22.
- [17] Blasingame T A, Johnston J L, Lee W J. Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method[C]. SPE 18799, 1989.
- [18] Wei Yunsheng, Jia Ailin, He Dongbo, *et al.* Classification and evaluation of horizontal well performance in Sulige tight gas reservoirs, Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(7):47-51.
- 位云生, 贾爱林, 何东博, 等. 苏里格气田致密气藏水平井指标分类评价及思考[J]. 天然气工业, 2013, 33(7):47-51.

Productivity evaluation and new understanding for horizontal well of large scale tight sandstone gas

Lü Zhi-kai, Jia Ai-lin, Tang Hai-fa, Liu Qun-ming, Wang Ze-long

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: Fractured horizontal well technology is an effective means to develop tight sandstone gas reservoirs. While horizontal wells development have achieved excellent performance in Sulige Gasfield, there are practical problems including difficulty in production characteristics, productivity evaluation and unreasonable production system, which influence horizontal well deployment and production management. For this, the gas field geology and horizontal well production characteristics were studied firstly. Then, productivity of horizontal wells was evaluated. Finally, reasonable production rate of horizontal wells considering long-term stable production is established. Results show that the initial decline rate of the horizontal wells in the Sulige Gasfield is very high in the different years, the decline rate in the middle and late stage is low, and the decline rate in the early stage of the new drilling increases year by year. The production of single well decreases rapidly in the early stage and gradually slows down in the middle and late stages, which is in line with the decrement law of exhaustion. The relationship of reasonable horizontal well production and absolute open flow rate is power function. Reasonable production proration gradually decreases with the increase of absolute open flow. The relationship of reasonable horizontal well production and well-controlled reserves is linear relation. It is the first time that single well controlled reserves are used to guide the rational distribution of fractured horizontal wells in order to achieve long-term stable production of single well. The research results have positive significance on the production of tight gas reservoirs.

Key words: Tight gas reservoir; Fractured horizontal well; Depletion decline; Absolute open flow rate; Well-controlled reserves; Reasonable production; Recovery ratio