

鄂尔多斯盆地大牛地致密砂岩气田水平井开发 气藏工程优化技术

刘忠群

(中国石化 华北油气分公司 勘探开发研究院,河南 郑州 450006)

摘要:大牛地气田属致密砂岩气田,剩余未动用储量品位差、有效厚度薄、纵向叠合程度低,采用水平井开发效果较好,但国内没有成熟的开发技术和经验。因此,优化研究水平井开发技术政策,完善气藏工程配套技术显得尤为重要。为此,基于经验公式、动态分析、数值模拟、经济评价等方法,对水平井整体开发动用条件下的产能评价、单井设计、井网井距等开发技术政策进行了优化研究,明确了层系划分原则,确定了多种产能评价方法,明确了气井配产比例为无阻流量的 $1/5 \sim 1/3$,水平段长 $1\ 000 \sim 1\ 200\text{ m}$,轨迹应垂直于最大主应力方向并尽量位于储层中部,压裂缝设计应参照定量计算模型,井网采用排状交错井网,井距 $800 \sim 1\ 200\text{ m}$,废弃地层压力 8 MPa ,采收率 40% 。形成的气藏工程优化技术,已应用于大牛地气田水平井整体开发方案中,为方案成功实施提供了技术保障。

关键词:开发技术政策;低渗透;气藏工程;水平井;大牛地气田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE355.6

文献标识码:A

Engineering optimization technique of horizontal well development for Daniudi tight sandstone gas field in Ordos Basin

Liu Zhongqun

(Exploration and Development Research Institute, SINOPEC North China Company, Zhengzhou, Henan 450006, China)

Abstract: Daniudi gas field is a typical tight sandstone gas reservoir. The remaining non-produced reserves are characterized by poor quality, thin net pay thickness and poor vertical superimposition of pay zones. For these types of reservoirs, it is critical to optimize technical policy of horizontal well development and perfect gas reservoir engineering technique series. Empirical formula, dynamic performance analysis, numerical simulation and economic evaluation were used to optimize technical policies including productivity evaluation, single well design, well pattern and spacing and other aspects regarding horizontal well development. We defined the principles of strata series classification and selected multiple methods of productivity evaluation. The study shows that the gas production should be proportionally $1/5 \sim 1/3$ of open-flow capacity, and the lateral should be $1\ 000 \sim 1\ 200$ meter long. The well trajectory should be perpendicular to the maximum principal stress and be located as close as possible to the center part of the reservoir. The fracturing design should refer to the quantitative calculation model. The well pattern should be staggered line-drive with a well spacing of $800 \sim 1\ 200$ meter. The abandonment formation pressure should be 8 MPa . All these factors would finally yield a recovery factor of 40% . The optimized parameters have been applied to the Daniudi gas field, and they provided a strong technical foundation for the successful implementation of the development plan in this tight sandstone gas reservoir.

Key words: technical policy for development, low permeability, gas reservoir engineering, horizontal well, Daniudi gas field, Ordos Basin

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡北部东段,属于典型的大型致密低渗砂岩气田,经济有效开发

难度大^[1-4]。大牛地气田前期采用直井单层开采和多层合采的方式开发,取得了比较好的效果。但随着开

发的持续,剩余未动用储量品位差、有效厚度薄、纵向叠合度低,直井无法经济有效动用,适宜采用水平井开发^[5-8]。制定合理的水平井开发技术政策,是该类气藏成功开发的关键。致密低渗气藏,目前国内尚无全部采用水平井整体开发的先例可以借鉴。本文以大8-大10井区为例,结合气藏描述成果,采用动态分析、数值模拟等方法,开展水平井整体开发动用条件下的层系划分、产能评价、水平井设计优化、井网井距优化等气藏工程方案优化研究,为该区及同类气藏的开发提供支撑。

1 层系划分

根据水平井开发特点,结合气田地质特征、气层分布及压裂工艺,确定层系划分原则:①在工艺能力范围内一套开发层系最大程度动用储量;②单套层系满足经济可采储量的需要;③主力气层与兼顾气层的纵向总跨度小于60 m,中间煤层、泥岩等隔夹层单层厚度小于2 m,以利于压裂技术改造动用上下砂岩气层储量。

大8井区下石盒子组1段(盒1段)平面上砂岩厚度大,连续性好,有效砂体全区发育稳定,可作为主力气层。山西组2段2小层气层薄,有效砂体发育分散,无法作为主力层位整体部署,但部分区域盒1段与山2段之间的隔夹层小于2 m,与盒1段跨度30~60 m,且流体性质、压力系数及储层物性都比较接近,可做兼顾层。大10井区太原组2段(太2段)砂岩厚度20~30 m,有效砂体连续性好,气层全区发育,可作为主力气层。

依据区内地质特征,结合开发层系划分原则,有以下划分结果:①大8井区盒1段为一套开发层系,局部区域兼顾山2-2小层;②大10井区太2段单层为一套开发层系。

2 水平井产能评价技术

致密气藏压裂水平井渗流复杂,而且水平井压裂规模大,井底容易积液导致产能试井二项式曲线异常或无法评价产能,这些问题都可能导致水平井实际产能与预测产能误差较大。大牛地气田形成了多种产能评价方法,可以利用不同的资料,计算气井产能,为有利区优选、气井配产及生产调整等提供依据。

2.1 多级压裂水平井产能预测公式

结合测井研究成果及实钻情况,采用多元回归,建立了适合大牛地气田的水平井产能计算经验公式,相关系数达到了0.85。在开发选区评价,可以利用已有探井、评价井资料预测区域的水平井产能,优选高产有利区。

$$Q_{\text{AOF}} = 2.3824 \times 10^{-7} GR(AC - 212) \times H(L_s + 4L_g) \lg LLD + 1.8638 \quad (1)$$

式中: Q_{AOF} 为气井无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; GR 为自然伽马,API; AC 为声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$; H 为气层有效厚度,m; L_s 为水平井砂岩钻遇长度,m; L_g 为水平井含气砂岩钻遇长度,m; LLD 为深侧向电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$ 。

2.2 多级压裂水平井产量计算公式

考虑地层非均质、气层钻遇率、渗流阻力梯度、变裂缝间距、变压裂缝规模等因素对压裂水平井产量的影响,推导建立了一种新的致密低渗气田多级压裂水平井产量预测方法。采用大牛地气田气井验证,表明预测结果与水平井的产量非常接近,效果较好。计算结果可以为水平井生产预测及调整提供指导。

$$Q_{\text{sc}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{seg}}} 0.1728 R_d C_{\text{ke}} L_{\text{fi}} H_{\text{ei}} \frac{K_i}{\mu_g} \times \frac{1}{ZT} \left(\frac{p_r^2 - p_{\text{wf}}^2}{D_i} - \text{grad} p \frac{p_r - p_{\text{wf}}}{2} \right) / \frac{p_{\text{sc}}}{Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \quad (2)$$

式中: Q_{sc} 为标准状况下气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; N_{seg} 为压裂缝段数,无量纲; R_d 为气层钻遇率; C_{ke} 为有效渗透率系数; L_{fi} 为第*i*条压裂缝长度,m; H_{ei} 为第*i*条裂缝处的储层有效厚度,m; K_i 为第*i*条裂缝处的储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_g 为在地层压力和井底流压平均值条件下的天然气粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; p_r 为地层压力,MPa; p_{wf} 为井底流压,MPa; D_i 为第*i*个压裂段处的裂缝间距,m; $\bar{Z}$ 为在地层压力和井底流压平均值条件下的天然气偏差因子; T 为地层温度,K; p_{sc} 为标准压力,0.101 MPa; T_{sc} 为标准温度,293.15 K; Z_{sc} 为标准压力、温度下的天然气偏差因子,无量纲。

2.3 “一点法”公式

评价致密气藏气井产能最准确的方法是修正等时试井,但由于修正等时试井测试时间长,不便于大规模使用,在开发阶段多采用“一点法”公式。大牛地气田的直井“一点法”计算公式为式(3)。

$$Q_{\text{AOF}} = \frac{0.2745 Q_g}{\sqrt{1 + 0.6244 \left(1 - \frac{p_{\text{wf}}^2}{p_r^2} \right)}} \quad (3)$$

式中: Q_{AOF} 为无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; Q_g 为气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

“一点法”公式 α 取值不同,得到的无阻流量公式不同^[9-10]。因此, α 的取值是确定大牛地气田直井“一点法”是否适用于水平井的关键。

利用大牛地气田已测试的水平井修正等时试井结果,以及对生产时间较长井开展动态法系统试井来确定一点法中的 α 值,如表1所示。根据计算, α 平均为

表1 大牛地气田水平井一点法 α 值计算

Table 1 The α values of one point method to horizontal wells in Daniudi gas field

序号	井名	二项式产能方程	无阻流量/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	产能方程系数 A	产能方程系数 B	$\alpha \left(\frac{A}{A + BQ_{\text{AOF}}} \right)$
1	A	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 57.401Q_g + 0.950Q_g^2$	8.49	57.401	0.950	0.877
2	B	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 33.966Q_g + 0.258Q_g^2$	14.72	33.966	0.258	0.899
3	C	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 36.066Q_g + 0.163Q_g^2$	14.46	36.066	0.163	0.939
4	D	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 33.700Q_g + 0.803Q_g^2$	12.70	33.700	0.803	0.768
5	E	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 39.781Q_g + 0.382Q_g^2$	12.47	39.781	0.382	0.893
6	F	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 35.758Q_g + 0.141Q_g^2$	13.64	35.758	0.141	0.949
7	G	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 20.070Q_g + 0.325Q_g^2$	19.30	20.070	0.325	0.762
8	H	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 23.650Q_g + 0.124Q_g^2$	23.65	19.250	0.124	0.868
9	I	$p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 = 98.000Q_g + 4.149Q_g^2$	3.59	98.000	4.149	0.868
平均						0.869

0.869,与公式3中的 α 值0.8793相接近,两者计算产能基本相同,因此水平井产能计算可以采用公式(3)。

2.4 合理配产

一般情况下,确定气井合理产量应该遵循以下原则:①大于经济极限产量。大牛地气田水平井经济极限初产为 $1.94 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。②单井应该具有一定的稳产期,满足气田生产和市场规划。大牛地气田稳产期确定为3年。③井底流入与井口流出协调,既能充分利用地层能量,又可以满足携液要求。在辅助泡排的条件下,大牛地气田水平井产量要求为 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

依据以上原则,分别采用试采井动态分析、数值模拟、物质平衡方程法研究表明,气井合理配产分别为无阻流量的 $1/5 \sim 1/3, 1/4, 1/4 \sim 1/3$,综合取值为无阻流量比例的 $1/5 \sim 1/3$ 。产能评价证实大8-大10井区水平井无阻流量可以达到 $(10 \sim 12) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,按 $1/5 \sim 1/3$ 配产,单井配产为 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3 水平井设计优化技术

水平井设计优化主要是利用数值模拟技术,结合经济评价,对水平井段长、延伸方向等水平井轨迹的优化;以及针对大规模压裂改造的工艺特点,开展裂缝半长、压裂缝位置、压裂缝排列方式、压裂缝导流能力和压裂缝形态等参数的优化,为工程施工提供指导。

3.1 水平井轨迹设计优化技术

3.1.1 水平井段长度优化

在优化水平段长度时,应综合考虑有效砂体长度,统筹考虑投资、效益和工艺实施可操作性。采用数值模拟方法,建立单井模型,通过模拟采出程度与水平段

长度关系表明,当储层有效厚度为8~10 m,水平段长度超过1 000 m时,继续延长水平段长,采出程度增加并不明显。因此,技术上看1 000 m是水平井段合理长度。结合经济评价和数值模拟指标,计算不同储层厚度下的经济指标(图1,图2)。大8-大10井区储层有效厚度约为8~10 m,因此,1 000~1 200 m水平段长可较好的满足经济要求。

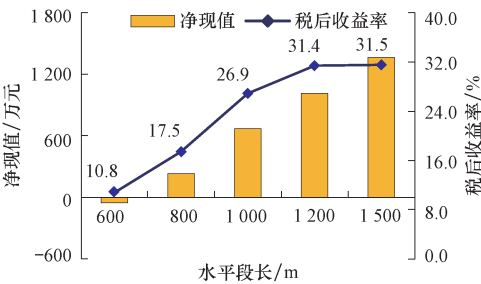


图1 大牛地气田储层有效厚度8 m不同水平段长度经济指标优化

Fig. 1 Optimization of economic index for different lateral lengths in reservoirs with an effective thickness of 8 meters in Daniudi gas field

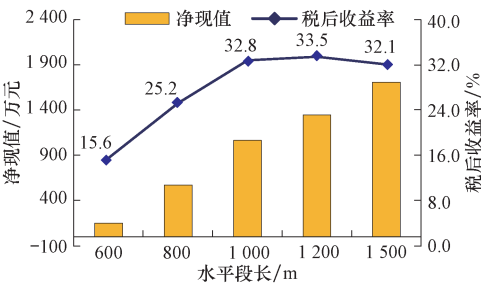


图2 大牛地气田储层有效厚度10 m不同水平段长度经济指标优化

Fig. 2 Optimization of economic index for different lateral lengths in reservoirs with an effective thickness of 10 meters in Daniudi gas field

综合考虑,大8-大10井区水平井段长度原则上1 000 m,实际布井根据砂体展布可控制在1 000 ~ 1 200 m。

3.1.2 水平段在储层中的位置优化

研究表明,水平段在储层中纵向位置,对压裂水平井产能及累产气量没有明显影响。分析认为有以下两方面主要原因:①一般认为当水平段长与气层厚度之比(L/H)大于2时,偏心距影响小,而大牛地气田气层薄、水平段长, L/H 一般大于50;②压裂水平井气层经人工裂缝贯通,垂向渗透率对气井产量及产能影响小。考虑工程施工的便利,推荐水平段位于储层的中心位置。

3.1.3 水平段延伸方向优化

针对水平段延伸方向的研究,国内外已经有较多共识^[11-12]。本次研究表明,水平段与最大主应力夹角越大,气井生产效果越好,低于60°效果明显变差,与已有认识较一致。因此,水平段应垂直于最大主应力方向。

3.2 水平井压裂缝设计优化技术

分段压裂水平井裂缝地质参数优化,已有成果主要集中在压裂缝长和压裂缝间距的优化^[13-15]。大牛地气田在优化设计中兼顾了压裂缝形态、压裂缝长、压裂缝间距和压裂缝导流能力等因素的影响,并基于储层渗透率,建立了水平井压裂缝长度、压裂缝间距和压裂缝导流能力的定量模型。

3.2.1 压裂缝形态优化

在总压裂规模不变,即总缝长一致的情况下,建立了4种压裂缝形态的地质模型(图3)。模拟结果表明,W型裂缝的采出程度及无阻流量最高。因此推荐采用W型裂缝,并且两口水平井平行部署时,长短裂缝交错布置时效果最好。

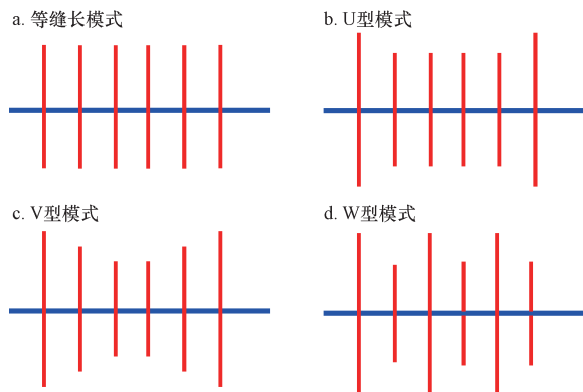


图3 大牛地气田压裂缝形态示意图

Fig. 3 Diagram showing hydraulic fracture geometry in Daniudi gas field

3.2.2 压裂缝定量模型

定义无因次裂缝半长为压裂缝半长与井距的比值,建立不同渗透率($0.3, 0.5, 0.7, 0.9, 1.1$) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 条件下的单井模型,模拟不同无因次裂缝半长($0.05, 0.1, 0.15, 0.2, 0.25$)的生产效果,得到计算不同渗透率下的最优无因次裂缝半长(表2;图4)。拟合得到无因次裂缝半长计算模型为:

$$\frac{L_f}{2d} = 0.184e^{-0.42K} \quad (4)$$

式中: L_f 为压裂缝长,m; d 为井距,m; K 为储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

同样方法,得到最优压裂缝间距计算模型为:

$$L_n = 1000 / (11.529e^{-0.75K}) \quad (5)$$

式中: L_n 为压裂缝间距,m。

最优裂缝导流能力计算模型为:

$$K_f W_f = 35.189K^{-0.1324} \quad (6)$$

式中: K_f 为裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; W_f 为裂缝宽度,cm; $K_f W_f$ 为裂缝导流能力, $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

大8-大10井区盒1、太2气层渗透率($0.25 \sim 0.8$) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,代入公式(4)—公式(6),得到平均最优裂缝半长为131 ~ 166 m,平均147 m,最优压裂间距为100 ~ 160 m,平均压裂间距125 m,最优裂缝导流能力为29.3 ~ 34.2 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,平均裂缝导流能力32.1 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

4 井网、井距优化技术

4.1 井网优化

针对大8-大10井区地质特征和水平井开发特点,设计了排状正对和排状交错2种井网形态,建立不同井网形态数值模型,预测开发指标并进行对比,结果表明不同井网形态数值模拟预测指标整体上较一致。考虑到矿场征地、工程施工及后期管理,综合分析认为排状交错井网更容易实施,所以大8-大10井区推荐采用排状交错井网。

4.2 井距优化

井距优化应首先在单井经济极限控制储量的基础上确定经济极限井距,然后在大于经济极限井距的基

表2 大牛地气田不同渗透率下最优无因次压裂缝半缝长数据
Table 2 Optimal dimensionless half length of hydraulic fracture under different permeabilities in Daniudi gas field

渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.3	0.5	0.7	0.9	1.1
最优无因次裂缝半长($\frac{L_f}{2d}$)	0.166	0.147	0.135	0.125	0.118

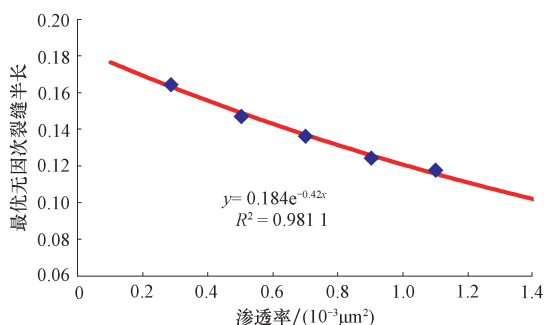


图4 大牛地气田最优无因次裂缝半长与气层渗透率
回归关系曲线

Fig. 4 Regression curve of optimal dimensionless half length of hydraulic fracture and reservoir permeability in Daniudi gas field

基础上,考虑经济效益、气藏丰度、气井稳产期、采气速度等因素,采用不同方法综合确定合理井距。

4.2.1 经济评价法

建立产能建设区地质模型,采用排状交错井网,设计不同的井网密度,针对不同储量丰度、不同井网井距条件下的开发技术指标进行预测,然后用现金流法,计算税后基准收益率为12%时的经济极限井距,以及净现值最大时的最优井距如表3。

4.2.2 动态分析法

大8-大10井区作为产能建设新区,气井动态资料较少。邻近的DK13井区资料丰富,因此主要借鉴DK13井区的分析结果。

采用Topaze动态分析软件及Saphir试井解释软件,对DK13井区生产时间长、日产量稳定的19口气井进行计算,表明气井的平均泄气半径420 m。此外,DK13井区还部署了一口加密试验井——D1-502井,距老井D1-4-11井400 m。D1-502井钻井过程DST测试地层压力低于原始地层压力,证实D1-4-11井波及半径已超过400 m。

借鉴DK13井区动态分析结果,同时考虑到水平井的压裂缝半长可控制在0~200 m,综合确定大8-大10井区水平井的井距为800~1 200 m。大8-大10井区储量丰度约 $1.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,满足经济极限井距要求。

表3 大牛地气田不同储量丰度下经济极限井距和经济合理井距

Table 3 Economic limit well spacing and reasonable well spacing for different reserve abundances in Daniudi gas field

储量丰度/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2})$	经济极限井距/m	经济合理井距/m
0.7	1 011	1 207
0.9	786	1 093
1.1	643	1 083

5 废弃压力及采收率

针对大牛地气田实际情况,废弃压力确定主要采用垂直管流法和经验公式,气藏采收率主要采用经验法、数值模拟法、物质平衡法和类比法综合确定。

5.1 废弃压力

气藏废弃地层压力是由气藏地质、工艺技术、输气压力和经济指标等因素决定的,主要采用垂直管流法、经验公式计算^[16]。首先应用盈亏平衡原理,计算大牛地气田在气价1.47元/ m^3 时,单井经济废弃产量为953 m^3/d 。大牛地气田井口外输压力为4.0 MPa,折算废弃产量下的井底废弃流压为4.82 MPa,计算废弃地层压力为5.66 MPa。利用经验公式法计算废弃地层压力为5.77 MPa。对于致密低渗气藏,采用常规方法计算的废弃地层压力应再附加15%~50%,才能更符合气藏的实际情况,因此大8-大10井区的废弃地层压力为6.6~8.6 MPa。综合确定气藏废弃地层压力为8.0 MPa。

5.2 采收率

气藏采收率一般采用经验法、类比法、物质平衡方法和单井拟合标定等多种方法综合确定^[17]。依据天然气储量计算规范,致密气驱气藏的采收率一般小于50%,根据经验公式计算,其采收率为30%~50%。借鉴G. J. 狄索尔斯研究结果,致密低渗气藏采收率可低到30%。类比美国东德克萨斯川维斯组气藏和四川盆地不同类型气藏,致密低渗气藏采收率为35%~40%。物质平衡法计算大牛地气田采收率为38.0%。应用数值模拟,致密低渗气藏压裂水平井开发采收率为41.18%。综合以上分析,确定大8-大10井区最终采收率为40%。

6 结论

通过上述研究成果,大牛地气田大8-大10井区于2012年新钻水平井100口,新建产能 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$,方案实施结果与气藏工程论证吻合,该区也是国内首个致密低渗气田水平井整体建产示范区。该项技术成果也应用在了2013—2014年大牛地气田的开发方案编制中,实现了大牛地气田连续三年的 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 水平井整体建产,气田储量动用率从41.9%提高到71.4%,气田年产能由 $27 \times 10^8 \text{ m}^3$ 提高到 $45 \times 10^8 \text{ m}^3$,应用效果较好。相关技术成果对国内外致密低渗气田的水平井开发也具有借鉴意义。

参考文献

- [1] 郝蜀民,惠宽洋,李良.鄂尔多斯盆地大牛地大型低渗气田成藏特征及其勘探开发技术[J].石油与天然气地质,2006,27(6):762-768.
Hao Shumin, Hui Kuanyang, Li Liang. Reservoir characteristics of large gasfield with low permeability and exploration and development technology of Daniudi gasfield in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 27(6): 762-768.
- [2] 谭学群,刘传喜,严谨.大牛地致密低渗气田成功开发的关键技术及面临的挑战[J].当代石油石化.2007,15(7):19-44.
Tan Xuequn, Liu Chuanxi, Yan Jin. Key technology of Daniudi tight gas field's successful development and challenges facing its further development[J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2007, 15(7): 19-44.
- [3] 邱隆伟,周涌沂,高青松,等.大牛地气田石炭系—二叠系致密砂岩储层孔隙结构特征及其影响因素[J].油气地质与采收率,2013,20(6):15-18.
Qiu Longwei, Zhou Yongyi, Gao Qingsong, et al. Study of porosity structure and its influences on Carboniferous and Permian tight sand reservoir rock in Danniudi gasfield, Ordos basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 15-18.
- [4] 杨辰雨,田景春,张翔,等.基于砂体构型精细刻画湖坪砂坝优质砂体——以大牛地气田D17井区太原组2段为例[J].石油与天然气地质,2015,36(2):248-254.
Yang Chenyu, Tian Jingchun, Zhang Xiang, et al. Configuration-based fine description of high-quality sand bodies in tidal-flat bar—Taking the tight sandstone reservoir in the 2nd member of the Taiyuan Formation in D-17 wellblock in Daniudi gasfield as an example[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 248-254.
- [5] 侯瑞云,刘忠群.鄂尔多斯盆地大牛地气田致密低渗储层评价与开发对策[J].石油与天然气地质,2012,33(1):118-128.
Hou Ruiyun, Liu Zhongqun. Reservoir evaluation and development strategies of Daniudi tight sand gas field in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 118-128.
- [6] 刘波涛,李清泉,张福祥,等.致密油藏多级压裂水平裂缝井不稳定产能分析[J].石油与天然气地质,2014,35(1):138-142.
Liu Botao, Li Qingquan, Zhang Fuxiang, et al. Rate transient analysis of multistage fractured wells with horizontal fractures in tight oil reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 138-142.
- [7] 任广磊,周涌沂,陈奎,等.大牛地气田大98井区水平井开发技术政策研究[J].油气地质与采收率,2014,21(5):90-93.
Ren Guanglei, Zhou Yongyi, Chen Kui, et al. Research on horizontal well development technology policy of Da98 well area in Daniudi gas field[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 90-93.
- [8] 卢涛,刘艳侠,武力超,等.鄂尔多斯盆地苏里格气田致密砂岩气藏稳产难点与对策[J].天然气工业,2015,35(6):43-52.
Lu Tao, Liu Yanxia, Wu Lichao, et al. Challenges to and countermeasures for the production stabilization of tight sandstone gas reservoirs of the Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 43-52.
- [9] 韩会玲,蒋建方,杨玉凤,等.“一点法”快速试气在陕北气田的应用研究[J].油气井测试,2008,17(5):17-19.
Han Huiling, Jiang Jianfang, Yang Yufeng, et al. Research on application of one-point method about rapid gas production testing in Shanbei gas fields[J]. Well Testing, 2008, 17(5): 17-19.
- [10] 方军成,王念喜,尹超.大牛地气田一点法产能结果评价[J].天然气工业,2007,27(12):121-123.
Fang Juncheng, Wang Nianxi, Yin Chao. Analysis of single-pointwell test in Daniudi gas field[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(12): 121-123.
- [11] 王振彪.水平井地质优化设计[J].石油勘探与开发,2002,29(6):78-80.
Wang Zhenbiao. Geological design optimization of horizontal well [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(6): 78-80.
- [12] 牛祥玉.低渗透油藏压裂水平井地质优化设计技术[J].石油天然气学报,2009,31(2):120-122.
Niu Xiangyu. Optimized design of geology in fractured horizontal wells in low-permeability reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(2): 120-122.
- [13] 尹建,郭建春,曾凡辉.水平井分段压裂射孔间距优化方法[J].石油钻探技术,2012,40(5):67-71.
Yin Jian, Guo Jianchun, Zeng Fanhui. Perforation spacing optimization for staged fracturing of horizontal well [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(5): 67-71.
- [14] 苏玉亮,王文东,周诗雨,等.体积压裂水平井三线性流模型与布缝策略[J].石油与天然气地质,2014,35(3):435-439.
Su Yuliang, Wang Wendong, Zhou Shiyu, et al. Trilinear flow model and fracture arrangement of volume-fractured horizontal well[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 435-439.
- [15] 王志刚.涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J].石油与天然气地质,2014,35(3):425-430.
Wang Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 425-430.
- [16] 李忻洪.苏里格气田苏20井区废弃地层压力研究[J].油气井测试,2010,19(2):22-23.
Li Xinhong. Study of abandonment pressure of area of well su20 in sulige gas field. Well Testing, 2010, 19(2): 22-23.
- [17] 李士伦.天然气工程[M].北京:石油工业出版社,2008:172-178.
Li Shilun. Natural Gas Engineering [M]. BeiJing: Petroleum Industry Press, 2008: 172-178.

(编辑 张亚雄)