

鄂尔多斯盆地大牛地气田丛式水平井组开发效果评价

吴建彪¹,刘绪钢¹,白小霞²,于耀南¹,高鹏³

(1. 中国石化 华北油气分公司 勘探开发研究院,河南 郑州 450006; 2. 延长油田股份有限公司 定边采油厂,陕西 榆林 718600; 3. 中国石油 大庆油田有限责任公司 第二采油厂 地质大队,黑龙江 大庆 163257)

摘要:大牛地气田优质储量动用殆尽,剩余未动用储量品位低,直井有效开发难度大。针对致密砂岩储层非均质性强、有效砂体规模小、储量丰度低、单井产量低等一系列问题,水平井在非常规油气开发中具有显著的技术优势,丛式水平井组作为水平井整体开发模式之一,对水平井开发效果起着非常重要的作用。采用数值模拟方法和动态评价方法相结合,对比大牛地气田水平井组各开发阶段压降速率和单位压降产气量,开展气田同层(或异层)二井式、四井式、六井式丛式水平井组开发效果评价。研究表明:采用丛式水平井组开发,保证水平段延伸方向与最大主应力方向夹角大于 60° ,满足井组间最小距离大于500 m的条件时,同层井组部署以两井式反向为主,异层井组部署可采用两井式、三井式或四井式,可实现“三低”气田的规模效益开发,为鄂尔多斯盆地同类天然气资源量和国内外其它同类型致密低渗边际气田经济有效动用提供借鉴。

关键词:丛式水平井组;数值模拟;开发效果;大牛地气田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE37 **文献标识码:**A

Evaluation of development effect of cluster horizontal wells in Daniudi gas field, Ordos Basin

Wu Jianbiao¹, Liu Xugang¹, Bai Xiaoxia², Yu Yaonan¹, Gao Peng³(1. Exploration and Development Research Institute, SINOPEC North China Company, Zhengzhou, Henan 450006, China;
2. Dingbian Production Plant of Yanchang Oilfield Co., Ltd, Yulin, Shaanxi 718600, China;
3. No. 2 Oil Production Plant, Daqing Oilfield Company, PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163257, China)

Abstract: Almost all the quality gas reserves of Daniudi gas field have been produced. The remaining gas reserves are low in quality, thus cannot be developed efficiently with vertical wells. Considering the strong heterogeneity, limited sizes of effective sandbodies, low reserves abundance and low single well production rate of the tight sandstone layers, horizontal wells are preferred for the development of the remaining gas reserves. Cluster horizontal well group plays a key role in the practical production. Numerical simulation and dynamic evaluation are integrated to evaluate the exploitation performance of Daniudi gas field with different patterns of cluster horizontal well groups by comparing the pressure drawdown rate and gas production per pressure drop unit. The results demonstrate that the angle between the laterals and maximum principal stress should be larger than 60 degrees, and the minimum distance between these wells should be greater than 500 meter when using horizontal wells cluster group as the development strategy. These understandings will provide a useful reference for the exploitation of similar tight marginal gas fields in Ordos Basin and other basins.

Key words: cluster horizontal wells, numerical simulation, development effect, Daniudi gasfield, Ordos Basin

北美地区非常规油气革命进程中,丛式井模式作为核心技术发挥了巨大作用^[1]。丛式井由于具有投资小、见效快、便于集中管理等优点,已成为提高油气采收率和采油速率的有效手段,因而在常规、非常规油气资源开发中的应用日益增多^[2]。目前国内丛式井技术

尚处于攻关探索阶段,相应的基础理论研究较为薄弱,配套设备不完善,配套工艺技术不成熟,与国外丛式井技术相比存在明显的技术差距,主要应用于煤层气和页岩气的开发,研究工作主要基于“流程化、批量化、标准化”的基本理念,致力于钻井过程井轨迹的控制

优化^[3-6]。

大牛地气田剩余未动用储量主要为Ⅱ-Ⅲ类低品位储量,含气丰度低,单井产量低^[7]。2012年开始,气田开展了水平井规模化开发的研究与攻关,建立了致密低渗气藏“多级多层压裂、排状交错井网、优先部署井组”的水平井整体开发模式,连续3年 $10\times 10^8\text{ m}^3$ 产能建设,成功实现了水平井规模化建产。2012—2014年产能建设推广应用井组水平井156口,以二井式水平井组为主,还包括3组四井式水平井组和1组六井式水平井组。丛式水平井组的实施实现了工厂化钻完井作业、批量化储层改造施工作业,大幅提高钻井时率和开发效益^[8-10],对致密低渗气藏开发具有重要指导和借鉴意义。

1 井组数值模拟

应用Eclipse数值模拟软件,建立多段压裂水平井二井式、四井式、六井式井组模型。网格步长 $10\text{ m}\times 10\text{ m}$,采用局部加密网格模拟人工压裂缝,加密网格步长 $2\text{ m}\times 10\text{ m}$ ^[11]。

任光磊等2014年对大牛地气田大98井区水平井开发技术政策研究中指出,水平段与人工压裂缝角度对多段压裂水平井产量影响大,水平段延伸方向尽可能垂直最大主应力方向^[12]。因此,在保证水平段延伸方向与最大主应力方向夹角大于 60° 时,开展大牛地气田二井式、四井式和六井式水平井组气藏数值模拟研究^[13-14]。

二井式井组采用同层异向布井,水平段方向均垂直于最大主应力。结果表明,在保证井距条件时,二井式井组渗流机理与单支水平井渗流机理相同^[15-16]。六井式水平井组数值模拟方案如图1所示。

图1a为相同开发面积时六井式丛式水平井组布井的3种方案: 90° 布井、 60° 布井和 75° 布井,模拟稳产期末、评价期末(15年)采出程度如表1所示。动态分

析结果表明,大牛地气田水平井极限泄气半径约为 500 m (图1b)。假设不同布井方案中水平井极限泄气半径均为 500 m ,3种布井方案模拟稳产期末、评价期末(15年)采出程度如表1所示。

数值模拟结果表明:相同开发面积时, 90° 布井时稳产期、稳产期末采出程度和评价期末采出程度高于其他布井模式。采用相同布井方案,稳产期、稳产期末采出程度相差不大,但相同开发面积布井时,评价期末采出程度远高于 500 m 泄气半径时采出程度。

大牛地气田为典型低渗致密气藏,规模化压裂后才达到工业气流,水力裂缝半长一般为 $150\sim 250\text{ m}$,有效支撑裂缝 $100\sim 180\text{ m}$,为减小压裂缝之间的相互干扰,井组间最小距离(A靶点距离)应大于 500 m 。

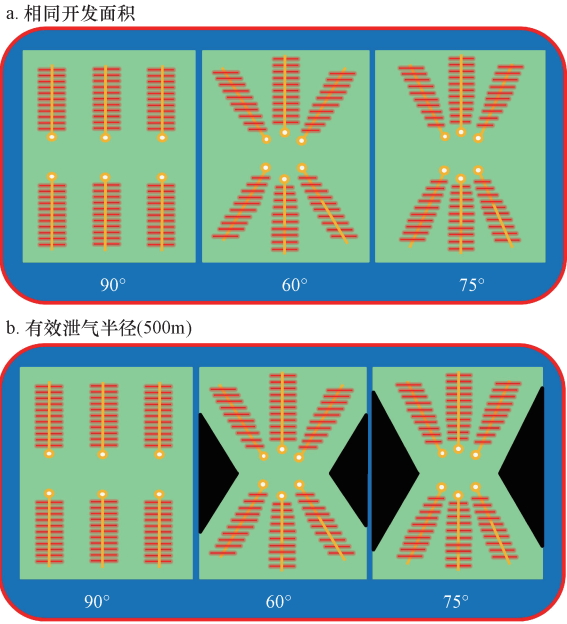


图1 大牛地气田六井式水平井组数值模拟方案示意图
Fig.1 Sketch map showing numerical simulation scheme for six-lateral cluster horizontal well group in Daniudi gas field

表1 大牛地气田六井式丛式水平井组数值模拟统计数据

Table 1 Statistic of numerical simulation of six-lateral cluster horizontal well group in Daniudi gas field

布井方案	稳产期/月	稳产期末		评价期末(15年)	
		累计采气/ (10^8 m^3)	采出程度/%	累计采气/ (10^8 m^3)	采出程度/%
90°	30	1.276	17.4	2.741	37.3
60° (相同开发面积)	20	0.865	11.8	2.487	33.9
60° (有效泄气半径)	19	0.818	11.1	2.189	29.8
75° (相同开发面积)	10	0.365	5.0	2.200	29.9
75° (有效泄气半径)	10	0.365	5.0	1.855	25.3

2 水平井组开发效果评价

水平井开发可划分为排液、快速压降和缓慢压降 3 个阶段,通过对比水平井各开发阶段压降速率和单位压降产气量评价水平井开发效果。

2.1 井组钻遇、试气效果

四井式井组和六井式井组钻遇效果、显示效果与 2012 年、2013 年产建井相当,除 DPHS - 72 井组外,其他水平井组试气效果明显好于 2012 年、2013 年产建井试气效果(表 2)。

2.2 开发效果评价

2.2.1 DP43 井组

DP43 井组为同层六井式水平井开发井组,生产层位 H1 - 1,如图 2a。截止 2015 年 7 月底,DP43 井组平均油压 4.5 MPa,单井平均日产气 $0.60 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产液 1.36 m^3 ,井组累计产气 $7\,510.36 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

DP43 井组和 2012 年 H1 气层产建井钻遇和显示相近,但平均全烃和测试无阻流量较大。归一化生产特征表明,DP43 井组在各阶段的压降速率大于 2012 年 H1 气层产建井,缓慢压降阶段的单位压降产气量远小于 2012 年 H1 气层产建井单位压降产气量(图 3)。

2.2.2 DPHT - 38 井组

DPHT - 38 井组为同层四井式水平井井组,生产层位 H1 - 1(图 2b)。截止 2015 年 7 月底,DPHT - 38 井组单井平均油压 4.5 MPa,单井平均日产气 $1.73 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产液 1.26 m^3 ,井组累计产气 $10\,444.67 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

DPHT - 38 井组和 2012 年 H1 气层产建井钻遇、显示、平均全烃相近,但测试无阻流量较大。归一化生产特征表明,DPH - 38 井组生产井在各阶段的压降速率大于 2012 年 H1 气层产建井(图 4)。

采用归一化对比分析方法,分析其他四井式水平井组的开发效果(表 3)。对比结果表明,除 DPT - 27 外井组外,其他六井式井组、四井式井组各阶段的压降速率均大于 2012 年、2013 年产能建设水平井压降速率。一方面是由于井组单井控制面积小于单支水平井

表 2 大牛地气田四井式、六井式水平井组钻遇、试气统计数据

Table 2 Statistics of drilling and gas test of four-lateral and six-lateral cluster horizontal well group in Daniudi gas field								
井组	实钻水平段 长/m	砂岩 长/m	砂岩占 百分比/%	显示砂岩 长/m	显示砂岩 占百分比/%	平均全烃 含量/%	全烃含量 最大值/%	试气无阻流量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
DPT - 27 井组	1 198	1 088.5	90.55	696.75	57.98	17.75	70.48	18.296
DPHT - 38 井组	965	932.0	96.67	511.63	52.89	17.20	86.81	21.483
DPHS - 72 井组	1 200	1 070.0	89.17	667.25	55.60	21.83	56.53	4.466
DP43 井组	991	974.7	98.35	456.50	45.98	27.30	69.59	12.938
2013 年产能建设井	1 145	1 050.5	91.09	547.50	47.69	19.22		9.470
2012 年产能建设井	1 170	1 101.0	93.78	581.10	52.70	16.54		9.570

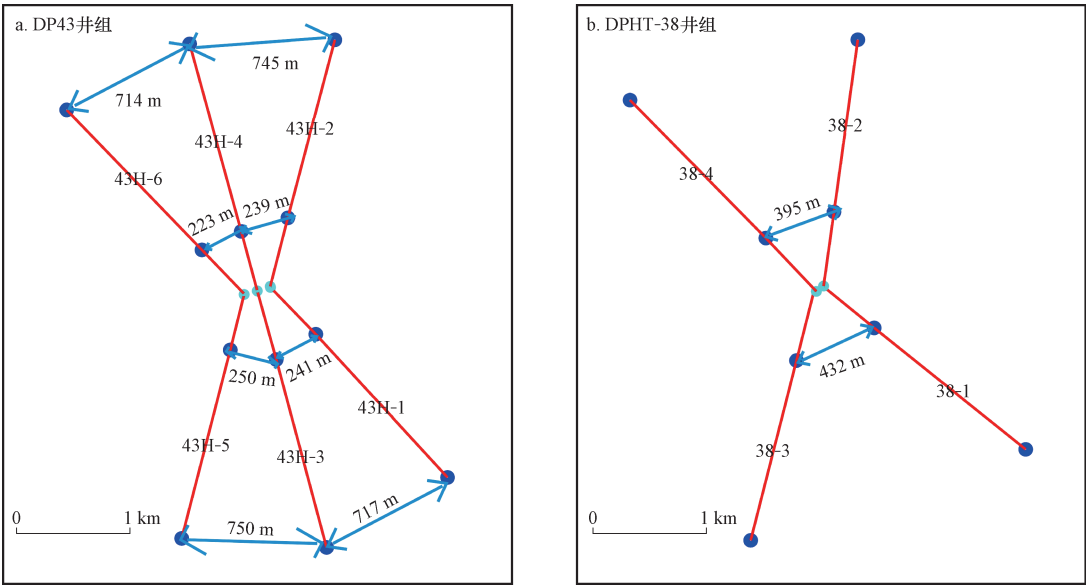


图 2 大牛地气田丛式水平井组模式

Fig. 2 Cluster horizontal well group schematic diagram of Daniudi gas field

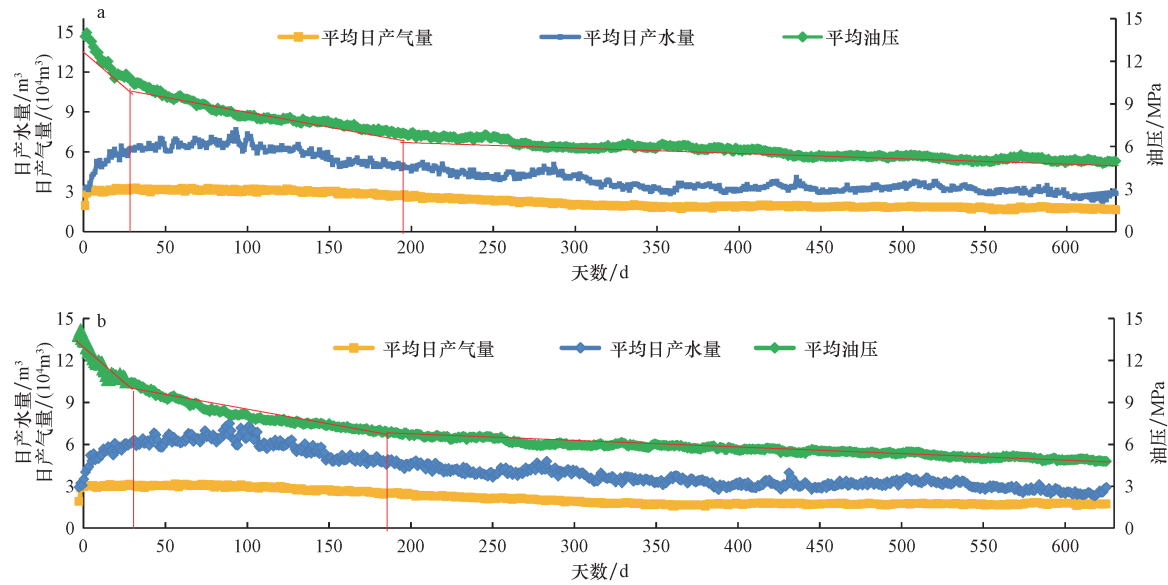


图3 大牛地气田 DP43 井组(a)与2012 年 H₁ 气层产建井(b)归一化曲线

Fig. 3 Normalized curves of DP43 cluster wells(a) and 2012 H₁ reservoirs of production wells(b) of Daniudi gas field

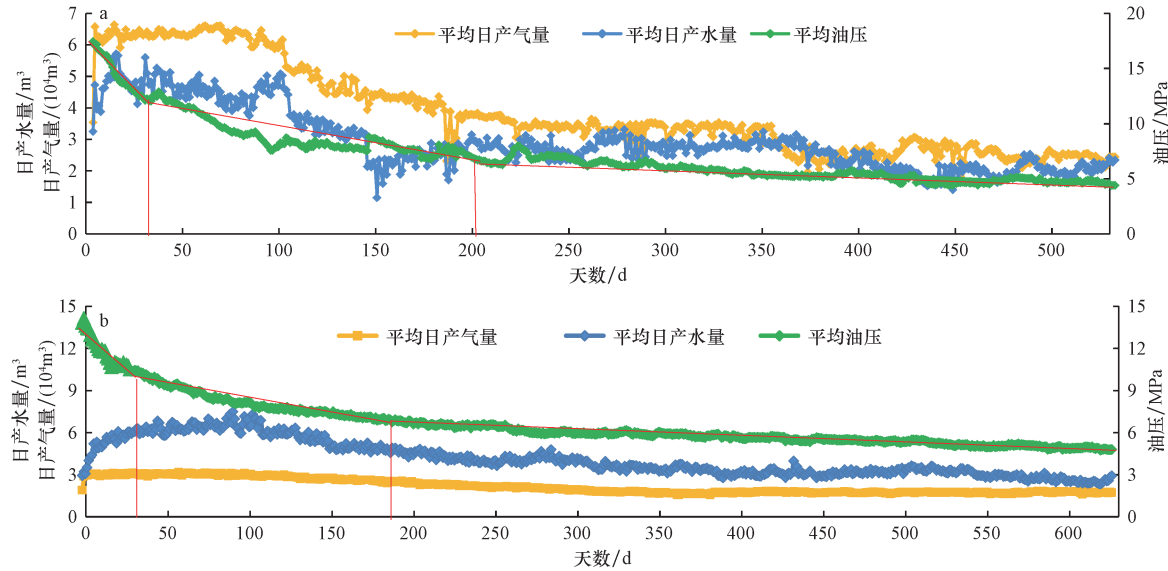


图4 大牛地气田 DPHT-38 井组(a)与2012 年 H₁ 气层产建井(b)归一化曲线

Fig. 4 Normalized curves of DPHT-38 cluster wells(a) and 2012 H₁ reservoirs of production wells(b) of Daniudi gas field

表3 大牛地气田四井式、六井式井组与2012 年、2013 年产建井归一化结果对比

Table 3 Comparison of normalized results of four-lateral & six-lateral cluster horizontal well groups with production wells completed in 2012 and 2013 in Daniudi gas field

井组	控制面积/ km ²	无阻流量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	第一阶段				第二阶段				第三阶段			
			平均产 气量/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	液气 比	压降 速率/ (MPa· d ⁻¹)	单位压降 产气量/ (10 ⁴ m ³ · MPa ⁻¹)	平均产 气量/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	液气 比	压降 速率/ (MPa· d ⁻¹)	单位压降 产气量/ (10 ⁴ m ³ · MPa ⁻¹)	平均产 气量/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	液气 比	压降 速率/ (MPa· d ⁻¹)	单位压降 产气量/ (10 ⁴ m ³ · MPa ⁻¹)
DP 井组	1.02	12.938	3.94	1.560	0.176 1	17.61	2.68	1.94	0.022 5	157.97	1.22	2.09	0.004 7	269.63
DPT-27 井组	1.31	18.296	5.54	1.110	0.093 2	58.32	5.64	0.89	0.023 2	210.82	5.43	0.46	0.006 4	672.41
DPHT-38 井组	1.16	21.483	6.22	0.765	0.189 6	33.58	5.17	0.70	0.027 7	164.34	2.93	0.84	0.008 2	419.74
DPHS-72 井组	1.21	4.466	1.91	4.670	0.182 3	8.79	1.28	9.39	0.012 4	56.98	0.85	9.52	0.003 3	143.12
2012 年产能建设井		9.570	3.28	1.680	0.121 6	28.44	3.31	1.63	0.020 4	159.70	2.42	1.23	0.004 5	435.12
2013 年产能建设井		9.470	2.94	1.970	0.091 2	33.97	3.04	2.00	0.022 8	131.16	2.59	1.25	0.004 2	450.54

注:液气比中液体和气体单位分别为 m³ 和 10⁴m³。

控制面积,另一方面是由于井组水平段最小距离一般都小于500 m,开发过程中存在明显的裂缝间干扰。

水平井井组开发模式的形成,一方面节约用地;另一方面减少施工队伍搬迁工作量,提高工作效率,且便于后期统一管理。鉴于井组模式的优势及实际开发效果,井组部署以同层两井式反向为主,异层部署可采用两井式、三井式或四井式反向。

3 结论

1) 除DPT-27外,六井式井组、四井式井组的生产效果均差于2012年、2013年产能建设井整体水平,不建议部署同层四井式、六井式水平井组。

2) 井组部署以同层两井式反向为主,异层部署可采用两井式、三井式或四井式反向,但均应垂直于最大主应力方向。

3) 大牛地气田水平井水力裂缝半长为150~250 m,支撑裂缝100~180 m。因此井组间最小距离(A靶点距离)应大于500 m。

参 考 文 献

- [1] 张金成,孙连忠,王甲昌,等. “井工厂”技术在我国非常规油气开发中的应用[J]. 石油钻探技术,2014,42(1):20-25.
Zhang Jincheng, Sun Lianzhong, Wang Jiachang, et al. Application of multi-well pad unconventional oil and gas development in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 20-25.
- [2] 闫铁,徐婷,毕雪亮,等. 丛式平台井口布置方法[J]. 石油钻探技术,2013,41(1):13-16.
Yan Tie, Xu Ting, Bi Xueliang, et al. Wellhead arranged method of cluster well pad[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 13-16.
- [3] 龙志平,沈建中,袁明进,等. 煤层气“井工厂”钻井完井技术探讨[J]. 油气藏评价与开发,2013,3(4):73-77.
Long Zhiping, Shen Jianzhong, Yuan Mingjin, et al. Discussion on drilling and completing technology of CBM “well factory”[J]. Reservoir Evaluation Development, 2013, 3(4): 73-77.
- [4] 沈建中,龙志平. “井工厂”钻井技术在延川南煤层气开发中的应用[J]. 中国煤层气,2015,12(6):15-18.
Shen Jianzhong, Long Zhiping. Application of “well factory” drilling technology in CBM development of Yanchuan South Block[J]. China Coalbed Methan, 2015, 12(6): 15-18.
- [5] 汪周华,钟世超,汪轰静. 页岩气新型“井工厂”开发技术研究现状及发展趋势[J]. 科学技术与工程,2015,15(20):163-172.
Wang Zhouhua, Zhong Shichao, Wang Hongjing. Research status and trend of new “well factory” development technology for shale gas reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(20): 163-172.
- [6] 刘伟. 四川长宁页岩气“工厂化”钻井技术探讨[J]. 钻采工艺,2015,40(4):24-28.
Liu Wei. Study on “factory” drilling technologies for shale gas in Sichuan Changning Block[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 40(4): 24-28.
- [7] 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):15-18,22.
Qiu Longwei, Zhou Yongyi, Gao Qingsong, et al. Pore structure characteristics and influential factors of the Carboniferous-Permian sandstone reservoir of Daniudi Gas Field[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 15-18, 22.
- [8] 赵文彬. 大牛地气田DP43水平井组的井工厂钻井实践[J]. 天然气工业,2013,33(6):60-65.
Zhao Wenbin. Drilling practice of a well plant in the Cluster Horizontal Wells of DP43 in the Daniudi Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(6): 60-65.
- [9] 李顺明,孙国,刘志宏. 丛式水平井组在复杂断块油藏开发中的应用研究[J]. 石油勘探与开发,2012,29(6):81-83.
Li Shunming, Sun Guo, Liu Zhihong. Applying cluster horizontal wells to the development of complex fault block reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 29(6): 81-83.
- [10] 李克智,何青,秦玉英,等. “井工厂”压裂模式在大牛地气田的应用[J]. 石油钻采工艺,2013,35(1):68-71.
Li Kezhi, He Qing, Qin Yuying, et al. Application of “well plant” fracturing mode in Daniudi gas field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(1): 68-71.
- [11] 曾保全,程林松,齐梅,等. 特低渗透油藏压裂水平井新型布井方式研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2013,35(2):115-120.
Zeng Baoquan, Cheng Linsong, Qi Mei, et al. Novel Well pattern for fracture horizontal well in ultra-low permeability reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(2): 115-120.
- [12] 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.
- [13] 张冬丽,王新海,宋岩. 考虑启动压力梯度的煤层气羽状水平井开采数值模拟[J]. 石油学报,2006,27(4):89-92.
Zhang Dongli, Wang Xinhai, Song Yan. Numerical simulation of pinnate horizontal multilateral well for coal-bed gas development in consideration of start-up pressure gradient[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 89-92.
- [14] 张小涛,吴建发,冯曦,等. 页岩气藏水平井分段压裂渗流特征数值模拟[J]. 天然气工业,2013,33(3):47-52.
Zhang Xiaotao, Wu Jianfa, Feng Xi, et al. Numerical simulation of seepage flow characteristics of multi-stage fracturing (MSF) in horizontal shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(3): 47-52.
- [15] 李士伦. 天然气工程[M]. 北京:石油工业出版社,2008.
Li Shilun. Nature gas project[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [16] 黄全华,王富平,尹琅,等. 低渗气藏气井产能与动态储量计算方法[M]. 北京:石油工业出版社,2012.
Huang Jinhua, Wang Fuping, Yin Lang, et al. Calculation method for gas well productivity and dynamic reserves of low permeability gas reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.

(编辑 张亚雄)