

低渗致密气藏压裂水平井产能预测新方法

李 琴, 陈 程, 荀小全

(中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083)

摘要:压裂水平井是有效开发低渗致密气藏和页岩气藏的主要手段,压裂水平井产能是决定非常规气藏开发成败的关键技术指标。但目前能够经济、快速地获得低渗致密气藏压裂水平井产能的方法很少。基于此,采用理想模型与数值模拟相结合的方式,得出了一种能快速评价低渗致密气藏压裂水平井产能的新方法。根据我国低渗致密气藏的地质特点,建立了单井数值模拟模型。设计了 8 组 16 次正交试验,并对其进行了修正等时试井数值模拟。模拟结果表明,储层渗透率和储层有效厚度是影响气井产能的 2 个主要因素,并建立了不同裂缝条数的压裂水平井的二项式产能方程系数 A 和 B 与地层系数的经验关系。通过实例验证,该方法具有计算简单、适用性强、结果可靠的特点,能够节省大量时间和成本,适合现场快速评价应用。

关键词:压裂水平井产能;正交试验;数值模拟;修正等时试井;低渗致密气藏

中图分类号:TE348 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2013)03-0633-06

引用格式:Li Qin, Chen Cheng, Xun Xiaoquan. A new method of predicting gas Wells' productivity of fractured horizontal well of low-permeability tight gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 633-638. [李琴, 陈程, 荀小全. 低渗致密气藏压裂水平井产能预测新方法[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 633-638.]

0 引言

压裂水平井能够极大地改善低渗致密气藏和页岩气藏的开发效果^[1-6],其产能是气田开发方案编制的重要依据,因此压裂水平井产能预测对于低渗透致密气藏开发来说是不可或缺的关键技术指标。关于压裂水平井产能的研究,前人^[7-14]已经做了很多工作,但是目前能快速获得致密气藏压裂水平井产能的方法很少。矿场产能试井方法具有费用高、耗时长、因而不能适用于现场大规模开发低渗致密气藏压裂水平井产能评价。同时,目前已有的大多数水平井产能经验公式没有对涉及的参数进行系统分析,因而它们的精度不能完全满足矿场应用的需求。本文采用“正交试验”法^[15],通过建立的单井数值模型,模拟低渗致密气藏压裂水平井修正等时试井过程。在此基础上对所得结果进行极差分析,找出影响压裂气藏水平井产能的主要因素,建立

了压裂水平井产能方程的系数与影响产能的地质因素之间的关系,得到 1 组新的产能计算经验公式。现场应用表明该组经验公式具有较高的精度和适用性。

1 压裂水平井数值模拟

1.1 单井数值模型建立

苏里格气田是典型的低孔低渗砂岩气田,其面积约为 200km²,共钻井 19 口,井距约为 2~3km,单井钻遇气层平均有效厚度约为 10m。储层孔隙度为 6%~13%,渗透率为 $(0.025 \sim 10.6) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气藏平均埋深约为 3 000m,天然气主要成分为甲烷。根据气田的地质特征、储层特征及流体性质,采用 Eclipse 软件的三维两相黑油模型进行模拟。研究目标是低渗致密气藏单井压裂水平井。设气体只能从基质流到裂缝再流向井筒,所以采用双孔单渗模型。用角点(CP)网格来描

述单井的网格模型, X、Y 和 Z 方向网格大小分别为 10m、10m 和 0.3m。由于该气田采取衰竭式开采, 并考虑到该气田的有利相带为河道砂体, 因此所建的模型采用封闭边界, 控制区域为长条形, 单井控制面积为 0.54km²。通过分析低渗致密气藏压裂水平井产能计算解析式, 得出“正交试验”的各因素和等级, 其中储层渗透率的 4 个等级分别为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层有效厚度的 4 个等级分别为 12m、8m、6m 和 2m, 水平井裸眼井段长度的 4 个等级分别为 1000m、800m、600m 和 400m, 原始地层压力的 4 个等级分别为 35MPa、32MPa、30MPa 和 28MPa, 孔隙度的 4 个等级分别为 0.13、0.10、0.08 和 0.06。采用该气田的高压物性试验测试报告给出的 PVT 物性参数、相渗曲线及饱和度曲线。假设储层均质、等厚, 横向裂缝(水平井筒平行于最小主应力方向)高度等于储层厚度, 裂缝间距相等, 并设为有限导流裂缝。借鉴前人优化研究成果, 设计裂缝半长为 100m, 裂缝宽度为 0.006m(图 1)。

1.2 修正等时试井模拟

按照上述模型, 对自然建产水平井进行修正等时试井模拟。选择 L16(4⁵) 正交表, 进行 1 组(16 次)正交试验, 得到 16 个二项式产能方程。由于正交表

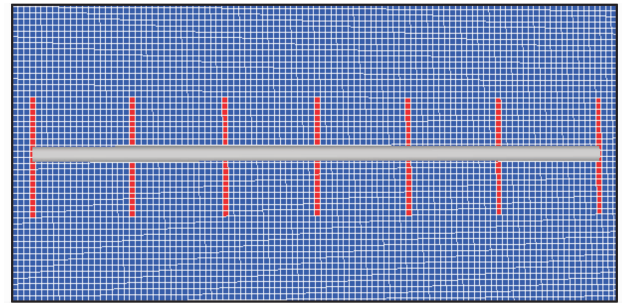


图 1 单井压裂数值模拟模型

的巧妙安排, 抵消了考虑单因素时其他因素的影响, 得到各因素“综合平均值”, 可以定量反应单一因素变化给指标带来的相对改变量(表 1)。

以试验 4 为例来说明模拟修正等时试井的过程。参照气田中实际气井的试井工作制度, 结合数值模型中参数的实际情况来设定修正等时试井工作制度。为了便于分析其他参数对产能的影响, 为每一次试验设定统一的修正等时试井工作制度(表 2)。模拟修正等时试井过程, 如图 2 所示。

将产量和获得的井底流压进行整理解释, 可得 $A=35.21, B=0.53$ 。于是可得试验 4 条件下的二项式产能方程: $p_i^2 - p_{wf}^2 = 35.21q + 0.53q^2$, 计算得无阻流量为 $17.60 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

表 1 理想模型正交设计气井无阻流量目标直观分析

	渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	储层有效 厚度/m	水平段 长度/m	原始地层 压力/MPa	孔隙度	无阻流量 /($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	二项式产能 方程系数 A	二项式产能 方程系数 B
试验 1	10	12	1 000	35	0.13	74.85	7.47	0.12
试验 2	10	8	800	32	0.1	43.16	14.03	0.22
试验 3	10	6	600	30	0.08	30.60	19.82	0.31
试验 4	10	2	400	28	0.06	17.58	35.21	0.53
试验 5	5	12	800	30	0.06	40.78	13.43	0.21
试验 6	5	8	1 000	28	0.08	35.18	14.30	0.23
试验 7	5	6	400	35	0.1	36.33	21.76	0.33
试验 8	5	2	600	32	0.13	18.27	43.84	0.67
试验 9	0.5	12	600	28	0.1	31.63	15.54	0.29
试验 10	0.5	8	400	30	0.13	21.84	28.99	0.56
试验 11	0.5	6	1 000	32	0.06	20.80	36.48	0.61
试验 12	0.5	2	800	35	0.08	10.36	100.33	1.73
试验 13	0.05	12	400	32	0.08	8.61	108.23	1.24
试验 14	0.05	8	600	35	0.06	8.62	125.50	1.93
试验 15	0.05	6	800	28	0.13	9.46	72.24	1.12
试验 16	0.05	2	1 000	30	0.1	4.76	177.58	2.43
均值 1	39.65	38.97	33.90	32.54	31.10			
均值 2	32.64	27.20	25.94	22.71	28.97			
均值 3	21.16	24.30	22.28	24.49	21.18			
均值 4	7.86	10.84	19.19	21.56	20.04			
极差	31.78	28.13	14.71	10.98	11.06			

表 2 修正等时试井工作制度

等时阶段				延续阶段		生产时间/d
等时间隔/h	$q_1/(\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d})$	$q_2/(\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d})$	$q_3/(\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d})$	$q_4/(\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d})$	$q_5/(\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d})$	
24	4.0	6.0	8.0	9.0	6.0	30

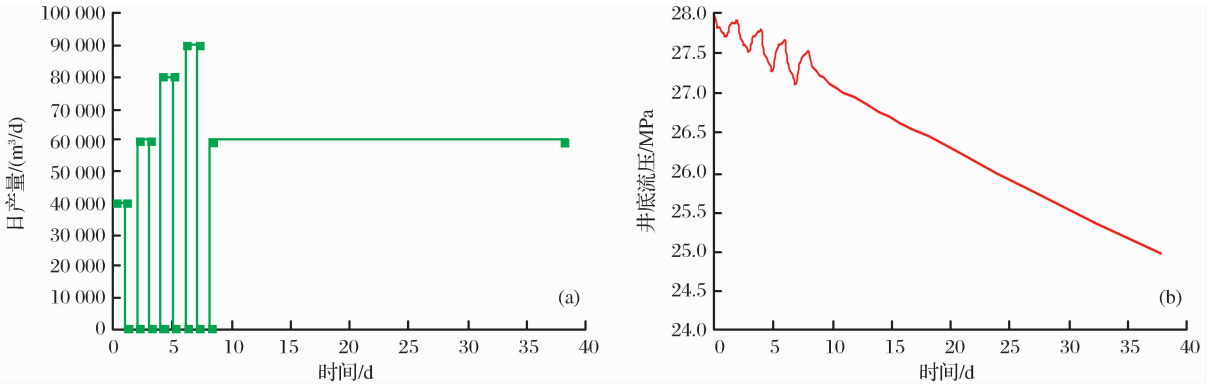


图 2 修正等时试井产量与压力对应关系

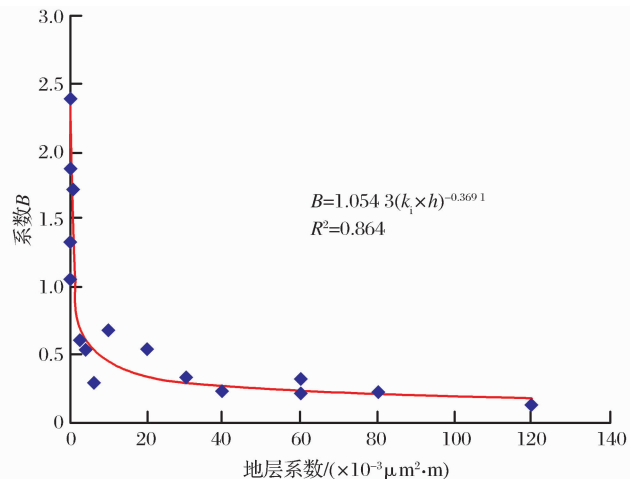
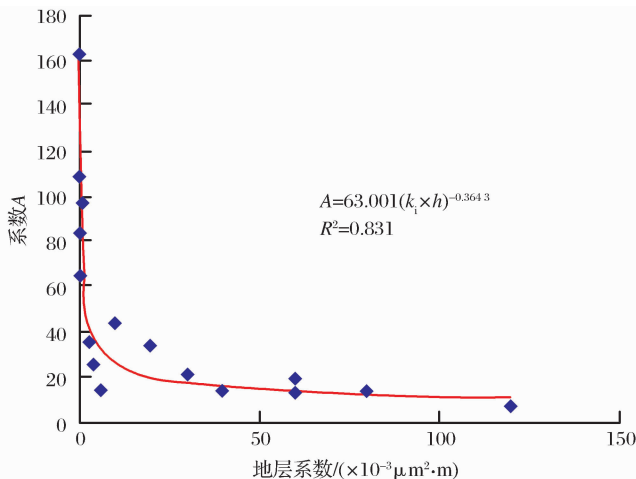
用极差法分析正交试验数据(表 1),发现水平井无阻流量主要受储层渗透率和储层有效厚度的影响,其次受水平井段长度影响较大,而孔隙度和原始地层压力对水平井无阻流量也有一定影响。因此,考虑找出水平井无阻流量与储层渗透率和储层有效

厚度的关系。通常把储层渗透率和储层有效厚度的乘积叫做地层系数。

通过回归分析,得到地层系数与二项式产能方程系数 A 和 B 的关系(表 3),关系曲线以 1 条裂缝时为例来说明(图 3)。

表 3 地层系数与二项式产能方程系数 A 和 B 的关系

裂缝条数	地层系数与 A	地层系数与 B	裂缝条数	地层系数与 A	地层系数与 B
未压裂	$A=69.514 \times (k_i \times h)^{-0.3869}$ $R^2=0.853$	$B=1.0651 \times (k_i \times h)^{-0.3726}$ $R^2=0.874$	4 条裂缝	$A=49.309 \times (k_i \times h)^{-0.3084}$ $R^2=0.735$	$B=0.8747 \times (k_i \times h)^{-0.3257}$ $R^2=0.796$
1 条裂缝	$A=63.001 \times (k_i \times h)^{-0.3643}$ $R^2=0.831$	$B=1.0543 \times (k_i \times h)^{-0.3691}$ $R^2=0.864$	5 条裂缝	$A=45.615 \times (k_i \times h)^{-0.2917}$ $R^2=0.692$	$B=0.8099 \times (k_i \times h)^{-0.3093}$ $R^2=0.759$
2 条裂缝	$A=57.172 \times (k_i \times h)^{-0.3423}$ $R^2=0.797$	$B=0.9933 \times (k_i \times h)^{-0.3556}$ $R^2=0.843$	6 条裂缝	$A=44.202 \times (k_i \times h)^{-0.2835}$ $R^2=0.676$	$B=0.7884 \times (k_i \times h)^{-0.3015}$ $R^2=0.746$
3 条裂缝	$A=53.506 \times (k_i \times h)^{-0.3274}$ $R^2=0.770$	$B=0.9466 \times (k_i \times h)^{-0.3435}$ $R^2=0.825$	7 条裂缝	$A=42.969 \times (k_i \times h)^{-0.2759}$ $R^2=0.660$	$B=0.7716 \times (k_i \times h)^{-0.2949}$ $R^2=0.734$



(a)1条裂缝时地层系数与二项式产能方程系数A的关系

(b)1条裂缝时地层系数与二项式产能方程系数B的关系

图 3 地层系数与二项式产能方程系数关系

由表 3 中的二项式产能方程系数 A 和 B 可确定气井二项式产能方程,结合地层原始压力可快速求得气井无阻流量,即气井产能。

2 实例计算

2.1 未压裂水平井产能公式实例计算

目前,在大牛地气田对自然建产的 DN1 井、DN2 井 2 口水平井进行了产能试井。用本文建立的未压裂的水平井产能公式计算这 2 口井的无阻流量,并与现场试井结果进行对比。DN1 井为山 1 段、DN2 井为盒 3 段。2007 年 11 月 16 日至 12 月 9 日分别对这 2 口井进行了修正等时试井,基本物性参数、修正等时试井数据如表 4、表 5 和表 6 所示。

表 4 DN1 井和 DN2 井基本物性参数

参数	单位	DN1 井	DN2 井
S	—	0.42	0.30
L	m	707.7	739.8
h	m	10	8
k_i	$\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.135	0.140
k_z/k_r	—	0.040	0.007
P_i	MPa	24.94	23.90

表 5 DN1 井修正等时试井压力与产量关系

测试持续 时间/h	阶段	流动压力 P_{wf}/MPa		日产气量 $/(\times 10^4 \text{m}^3/\text{d})$
		开始	结束	
	初关井	原始地层压力 $P_i = 24.938$		
24	第一工作制度	24.938	23.821	1.001 7
24	关井	23.821	24.796	
24	第二工作制度	24.796	22.593	1.972 2
24	关井	22.593	24.519	
24	第三工作制度	24.519	20.191	3.909 9
24	关井	20.191	24.002	
24	第四工作制度	24.002	17.683	5.791 4
24	关井	17.683	23.829	
720	延续生产	23.829	14.761	4.982 4

表 6 DN2 井修正等时试井压力与产量关系

测试持续 时间/h	阶段	流动压力 P_{wf}/MPa		日产气量 $/(\times 10^4 \text{m}^3/\text{d})$
		开始	结束	
	初关井	原始地层压力 $P_i = 23.898$		
24	第一工作制度	23.898	20.845	2.004 8
24	关井	20.845	23.009	
24	第二工作制度	23.009	17.985	4.049 9
24	关井	17.985	22.926	
24	第三工作制度	22.926	14.412	6.027 7
24	关井	14.412	22.400	
24	第四工作制度	22.400	10.430	8.007 3
24	关井	10.43	21.618	
720	延续生产	21.618	4.635	6.036 1

根据试井结果绘制出压力平方差与产量的关系图,解释得到 DN1 井、DN2 井的二项式产能方程,计算得到气井的无阻流量。与本文经验公式计算值进行对比(表 7)。

表 7 矿场试井与本文公式计算结果对比

井名	计算方法	二项式产能方程	无阻流量 $/(\times 10^4 \text{m}^3)$	相对 误差/%
DN1	矿场试井:	$P_i^2 - P_{wf}^2 = 68.89q + 0.23q^2$	$q_{\text{AOF}} = 8.77$	4.0
	本文公式:	$P_i^2 - P_{wf}^2 = 62.16q + 0.95q^2$	$q_{\text{AOF}} = 8.81$	
DN2	矿场试井:	$P_i^2 - P_{wf}^2 = 77.50q + 0.22q^2$	$q_{\text{AOF}} = 7.22$	6.4
	本文公式:	$P_i^2 - P_{wf}^2 = 66.53q + 1.02q^2$	$q_{\text{AOF}} = 7.68$	

2.2 压裂水平井产能公式实例计算

苏里格气田苏 6 井 2001 年 7 月进行修正等时试井,共 4 种工作制度。原始地层压力为 27.997 5 MPa,延时产量为 $15.131 1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,延时期末流压为 15.431 2 MPa,基本物性参数、修正等时试井数据如表 8、表 9 所示。

表 8 S6 井基本物性参数

参数	单位	数值	参数	单位	数值
S	—	0.1	dS/dQ	$(\text{sm}^3/\text{d})^{-1}$	5×10^{-6}
L	m	439	P_i	MPa	27.997 5
h	m	5	L_f	m	60
k_i	$\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	3	Z_w	m	4.0
k_z/k_r	—	0.1	F_c	$\times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$	14

表 9 S6 井修正等时试井压力与产量关系

测试持续 时间/h	阶段	流动压力 P_{wf}/MPa		日产气量 $/(\times 10^4 \text{m}^3/\text{d})$
		开始	结束	
	初关井	原始地层压力 $P_i = 27.997 5$		
24	第一工作制度	27.997	27.231	10.065 2
24	关井	27.231	27.432	
24	第二工作制度	27.432	25.833	21.109 4
24	关井	25.833	26.375	
24	第三工作制度	26.375	24.074	30.060 1
24	关井	24.074	24.915	
24	第四工作制度	24.915	21.843	40.249 0
24	关井	21.843	23.051	
720	延续生产	23.051	15.431 2	15.131 1

对 S6 井的修正等时试井资料进行处理,计算得到其无阻流量。由于该井压裂 3 条裂缝,因此用本文回归出的 3 条裂缝时的产能经验公式对该井进行产能计算(表 10)。

表 10 矿场试井与本文公式计算结果对比

井名	计算方法	二项式产能方程	无阻流量/($\times 10^4 \text{m}^3$)	相对误差/%
S6	矿场试井:	$P_i^2 - P_{wf}^2 = 28.61q + 0.11q^2$	$q_{\text{AOF}} = 25.00$	0.2
	本文公式:	$P_i^2 - P_{wf}^2 = 22.05q + 0.37q^2$	$q_{\text{AOF}} = 25.04$	

对低渗致密气田中 2 口未压裂水平井和 1 口压裂水平井分别进行了修正等时试井,并用本文的经验公式分别对各井进行产能计算,所得气井无阻流量与矿场产能试井所得结果进行对比,误差不到 10%,满足矿场精度要求,可以为现场所用。

3 结论

(1)采用“正交试验”法,通过模拟计算和极差分析,得出影响致密气藏压裂水平井产能的 2 个主要因素是储层渗透率和储层有效厚度。

(2)通过建立的单井数值模拟模型,模拟修正等时试井过程,并对所得结果进行解释,得到 16×8 个二项式产能方程,建立了地层系数与二项式产能方程系数 A 和 B 的关系,相关性均较好。

(3)用本文回归出的一组经验公式对气田实际气井进行了计算,将得到的气井产能与现场修正等时试井解释结果相比,误差较小,适合现场产能评价应用。

符号说明: P_i 、 P_{wf} 为地层原始压力、井底流压,MPa; S 为机械表皮系数; dS/dQ 为惯性紊流系数, $(\text{sm}^3/\text{d})^{-1}$; L 为水平井裸眼段长度, m ; h 为储层有效厚度, m ; k_i 为储层有效渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; k_z/k_r 为垂向渗透率比水平渗透率; Z_w 为水平段与气层底部的距离, m ; X_f 为裂缝半长, m ; A 、 B 为二项式产能方程系数; q 为气井标准状况下的产量, $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

参考文献 (References):

- [1] Hegre T M. Productivity of Multifractured Horizontal Wells [C]. SPE28845, 1994:393-404.
- [2] Giger F M. Low-Permeability Reservoirs Development Using Horizontal Wells[C]. SPE 16406, 1985.
- [3] Renard G, Dupuy J M. Formation damage effects on horizontal well flow efficiency[J]. Journal of Petroleum Technology, 1991, 43(7):786-789.
- [4] Joshi S D. Horizontal Well Technology[M]. Tulsa: Penn Well Publishing Company, 1991.
- [5] Muskat M. Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media[M]. New York: Graw Hill Book Co. Inc., 1937:409.
- [6] Xie Weiyang, Li Xiaoping. Steady productivity of horizontal

well in hydraulic fracture induced shale gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2):387-392. [谢维扬, 李晓平. 水力压裂缝导流的页岩气藏水平井稳产能力研究[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(2):387-392.]

- [7] Ning Zhengfu, Han Shugang, Cheng Linsong, *et al.* Productivity calculation method of fractured horizontal gas well in low permeability oil or gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(3):68-71. [宁正福, 韩树刚, 程林松, 等. 低渗透油气藏压裂水平井产能计算方法[J]. 石油学报, 2002, 23(2):68-71.]
- [8] Soliman M Y, Hunt J L, Azari M. Fracturing Horizontal Wells In Gas Reservoirs[C]. SPE35260, 1996:103-110.
- [9] Sun Fujie, Han Shugang, Cheng Linsong, *et al.* Coupling model of flow in wellbore and flow in fractured horizontal well of low permeability gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2005, 27(1):32-36. [孙福街, 韩树刚, 程林松, 等. 低渗透气藏压裂水平井渗流与井筒管流耦合模型[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(1):32-36.]
- [10] Lang Zhaoxin. Investigation on production of fractured horizontal well[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1994, 18(2):43-46. [郎兆新. 压裂水平井产能研究[J]. 石油大学学报, 1994, 18(2):43-46.]
- [11] Zeng Fanhui, Guo Jianchun, Xu Yanbo, *et al.* Factors affecting production capacity of fractured horizontal well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4):474-482. [曾凡辉, 郭建春, 徐严波, 等. 压裂水平井产能影响因素[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4):474-482.]
- [12] Zhao Wenjun, Shi Fujun. Investigation on the method to verify the well gas production[J]. Petrochemical Industry Application, 2011, 30(9):63-66. [赵文军, 史福军. 气井产能核实方法研究[J]. 石油化工应用, 2011, 30(9):63-66.]
- [13] Zhang Feng, Zhao Shimin, Qin Jianmin, *et al.* Productivity of the horizontal well with finite-conductivity fractures[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5):817-821. [张枫, 赵仕民, 秦建敏, 等. 有限导流裂缝水平井产能研究[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5):817-821.]
- [14] Tan Ningchuan. The reserves and deliverability evaluation of Su 10 block of Sulige Gas Field[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, 26(4):73-75. [谭宁川. 苏里格气田苏 10 区块储量与产能评价[J]. 石油地质与工程. 2012, 26(4):73-75.]
- [15] Dong Jiaxin, Tong Min, Zhang Jin, *et al.* Optimization of horizontal well parameter based on orthogonal test method[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3):584-589. [董家辛, 童敏, 张金, 等. 基于正交试验方法的气藏水平井参数优选[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3):584-589.]

A New Method of Predicting Gas Wells' Productivity of Fractured Horizontal Well of Low-permeability Tight Gas Reservoir

LI Qin, CHEN Cheng, XUN Xiao-quan

(China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China)

Abstract: Fractured horizontal well is an effective method to develop low-permeability tight gas reservoirs and shale gas reservoirs. And the productivity of fractured horizontal well is the key factor which can determine whether unconventional gas reservoirs could be developed effectively. However, there are rare methods which can be used to calculate productivity rapidly, effectively and simply. Therefore, under such a circumstance, it is imperative that researchers should make out new effective measures to improve current condition. To solve this problem, based on numerical simulation and an ideal model, this paper established a new method which could predict fractured horizontal gas wells' productivity in low-permeability tight gas reservoirs rapidly, economically and efficiently. According to the geological characteristics of low-permeability tight gas reservoirs in China, single well's simulation model has been established. Then a 8×16 orthogonal vector was set up and the processes of revision isochronal well test were simulated. The simulation results show that effective permeability and thickness of the reservoir are the most important two parameters among those which can influence the productivity of gas wells. At the same time, the results can be regressed to relationship equations between binomial deliverability equations' factors (A and B) and formation capacity. The practical application shows that this method has convenient operation and reliable result, and is well-adopted, economical and time saving. Particularly, these productivity equations are suitable for field application.

Key words: Productivity of fractured horizontal well; Orthogonal vector; Numerical simulation; Isochronal well test; Low-permeability tight gas reservoir

~~~~~  
(上接第 460 页)

## Productivity Prediction Model of Shale Gas Considering Stress Sensitivity

DENG Jia<sup>1</sup>, ZHU Wei-yao<sup>1</sup>, LIU Jin-xia<sup>2</sup>, ZHANG Zhen<sup>1</sup>,

MA Qian<sup>1</sup>, ZHANG Meng<sup>3</sup>, DENG Kai<sup>4</sup>, MA Li<sup>5</sup>

(1. School of Civil and Environmental Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China;

2. Well Logging Technology Center, CNPC Greatwall Drilling and Exploration Engineering Company, Beijing 100176,

China; 3. Engineering Department, CNOOC Hainan Gas Co. Ltd., Yangpu 578101, China; 4. Offshore Oil

Engineering (Zhuhai) Co. Ltd., Zhuhai 519055, China; 5. Oil Refinery of Huabei Oilfield, Renqiu 062552, China)

**Abstract:** According to the gas accumulation mechanism and flow mechanism of shale gas reservoir, a mathematical model of shale gas productivity prediction was established, considering the effect of desorption, diffusion and seepage flow in shale gas reservoir. The pressure distribution and productivity equation were obtained by solving the controlling equation under different boundary conditions. The results show that, the more the desorption quantity is, the slower the formation pressure decrease. The production and the pressure square difference are linearly correlated. The productivity prediction model considering stress sensitivity was solved with new pseudo-pressure function. Production decreases with the increase of stress sensitivity of shale gas reservoir, which guide that controlling the pressure difference reasonably is able to protect the reservoir from damage. The productivity prediction model in this paper provides a theoretical foundation for shale gas reservoir evaluation and development design.

**Key words:** Shale gas; Desorption; Productivity prediction; Mathematical model; Stress sensitivity