

利用压差法进行低孔、低渗储层产能评价

——以塔里木盆地大北气田白垩系巴什基奇克组为例

杨宁¹,王贵文^{1,2},赖锦¹,李鉴伦¹,赵彬³,蒋其君⁴,王志⁵

- (1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249; 2. 中国石油大学 地球科学学院,北京 102249;
3. 中国石油 测井有限公司 长庆事业部,陕西,西安 710061; 4. 潜能恒信能源技术股份有限公司,北京 100107;
5. 中国石油 吉林油田 地球物理勘探研究院,吉林 长春 138000)

摘要:塔里木盆地大北气田白垩系巴什基奇克组为典型的裂缝性致密砂岩储层,低孔、低渗基岩与裂缝形成的双孔隙结构造成储层内部气、水关系复杂。针对此类储层,利用传统的地质和测井方法进行产能评价一直以来都是难点。基于高等渗流力学理论,本次研究认为决定流体产能的参数是地层压差和孔隙毛管压力,只有当地层压差克服了储层中各相流体产生的毛管压力的阻碍,才能从孔隙介质中产出。在分析大量的岩心压汞资料的基础上,通过多元回归建立利用孔隙度、渗透率计算平均孔隙喉道半径的模型,基于孔隙介质中各相流体分布形态,转化得到各相毛管压力及等效压差,建立了利用“压差法”进行产能及流体性质判别的模型。选择大北气田3口井5个测试层段,对模型计算结果的准确性进行验证。在裂缝层段及非裂缝层段,评价结果与测试结果基本吻合,达到了设计的要求。

关键词:孔喉半径;等效压差;压差法;致密砂岩;塔里木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Productivity evaluation of low porosity and low permeability reservoirs using differential pressure method: an example from the Cretaceous Bashijiqike Formation in Dabei area, the Tarim Basin

Yang Ning¹, Wang Guiwen^{1,2}, Lai Jin¹, Li Jianlun¹, Zhao Bin³, Jiang Qijun⁴, Wang Zhi⁵

- (1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. CNPC Logging Co. Ltd, Xi'an, Shaanxi 710061, China; 4. Sino Geophysical CO. LTD, Beijing 100107, China; 5. Geophysical Research Institute of Jilin Oilfield, PetroChina, Changchun, Jilin 138000, China)

Abstract: The Lower Cretaceous Bashijiqike Formation in Dabei area of Tarim Basin is a typical fractured tight sandstone reservoir with dual porosity structure consisting of low porosity and permeability matrix and fractures. This kind of dual porosity structure results in complex gas-water contact in the reservoir. It is always difficult to evaluate the productivity of this kind of reservoir by using the traditional geological and logging methods. Based on the theory of seepage mechanics, we believe that the formation pressure difference and capillary pressure are the parameters controlling productivity. The fluid can be produced from the porous media only when the formation differential pressure overtakes the resistance of capillary pressure generated by reservoir fluids of different phases. Based on analysis of a large amount of mercury injection data, we built a model through multiple regression analysis for calculating average pore throat radius with porosity and permeability. The capillary pressure of each phase and equivalent differential pressures can be estimated according to the distribution patterns of each phase in porous media. Finally, a model was built to predict productivity and fluid properties with the “Differential Pressure Method”. Five tested layers in 3 wells were chosen to verify the accuracy of this model. The results show that the evaluation results are basically consistent with the test results.

Key words: pore-throat radius, equivalent differential pressure, differential pressure method, tight sandstone, Tarim Basin

储层产能评价是低孔、低渗储层研究和油藏描述中的重要内容之一。目前,油气储层产能评价方法

有测井产能评价方法、地震产能评价方法、试井产能评价方法以及电缆地层测试产能评价方法等几种储层产能评价方法^[1-7]。充分应用测井资料来评价产能却一直是测井解释分析家们所致力解决的问题^[8]。常规测井资料的产能评价,前人做过不少工作,如通过测井特征参数比值^[9],分析测井信息和储层物性提取产能控制特征参数^[10]、基于核磁共振孔隙结构的产能评价^[11]、归一化电阻率比值法^[12]、储层参数厚度加权平均值与平面径向稳态渗流原理相结合^[13]。这些方法多依赖于数学统计方法,没有充分利用常规测井和压汞资料,在解决低孔、低渗储层产能评价方面带有局限性。塔里木盆地大北气田白垩系巴什基奇克组属于典型的裂缝性致密砂岩储层,孔隙结构及油水关系复杂^[14-17]。利用上述的方法进行储层的测井产能评价,存在很大困难。本文在分析流体渗流机理基础上,利用“压差法”实现对储层产能的准确评价。

1 方法原理

储层是孔隙细小、结构复杂、比面极大、高度分散的多孔介质。流体以不同的方式占据着多孔介质的孔隙空间并在其中流动,各相流体之间以及流体与多孔介质的表面形成了极为复杂的多界面系统^[18]。不同界面之间由于分子极性差,形成界面能。界面能作用在流体上,形成吸附力,在孔隙和孔隙喉道中表现为毛细力。影响毛细力大小的主要是孔隙喉道半径(毛管半径)及流体性质。当流体性质一定时,毛管半径越小,则毛管力越大;当流体性质的变化时,通过流体饱和度和流体形态影响毛细力。储层孔隙中的流体要排出,必须通过地层产生的压差克服毛管压力阻碍^[19]。因此,储层产能评价决定于毛管压力的准确计算。

2 研究思路和计算方法

2.1 研究思路

储层中赋存油、气、水等多相流体时,由于油、气和水密度、粘度、岩石润湿性不同导致各相的分布形态不同。在亲水的储层中油、气占据喉道的中上部,水分布在喉道周围;相反,水分布在中下部,油气占据喉道周围(图1)。各相流体在孔隙中运移时,受上述因素及以及饱和度影响,实际流动的空间尺寸远小于储层孔隙喉道半径,流体受到的阻力除了毛细力,还有实际流动空间减小产生的各相流体之间的粘滞作用。假定各相流体流动时,仍符合毛管压力

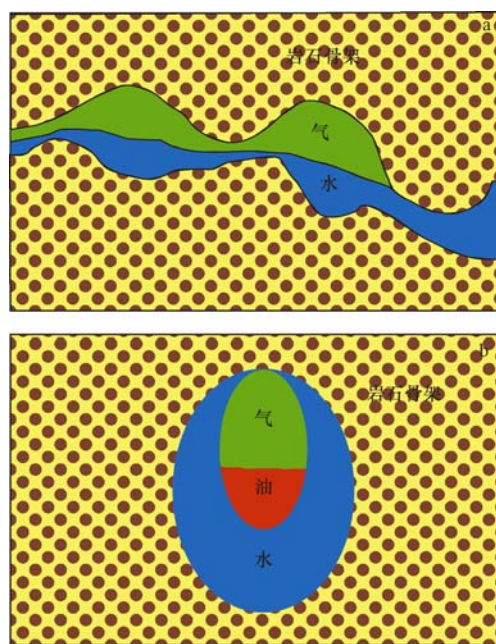


图1 孔隙中不同流体分布形态示意图

Fig. 1 Sketch map showing pore fluid distribution

a. 横剖面; b. 纵剖面

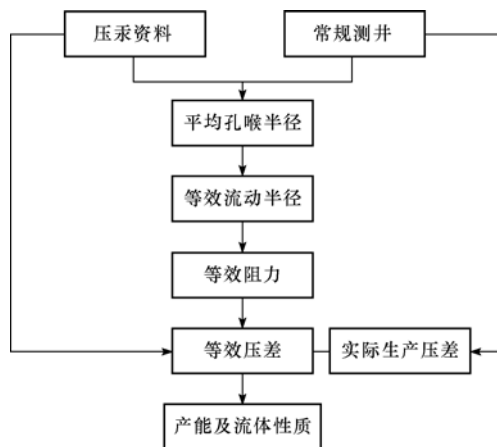


图2 “压差法”流程图

Fig. 2 Flow chart of the differential pressure method

特征,将实际流动的空间尺寸转化为等效毛管流动半径,简称等效半径,则毛细力和各相流体之间的粘滞作用转化为等效阻力,进而得到单位体积上的等效阻力——等效压差(图2)。当储层实际的生产压差大于等效压差时,储层内部的流体就能运移出来,差值越大,储层的产能越大。

2.2 计算方法

基于上述的研究思路,结合大北地区压汞资料与常规测井资料,建立了“压差法”中等效流动半径、等效阻力及等效压差的计算模型。

2.2.1 平均孔喉半径

储层的孔隙喉道半径在储层中是变化的,通常利

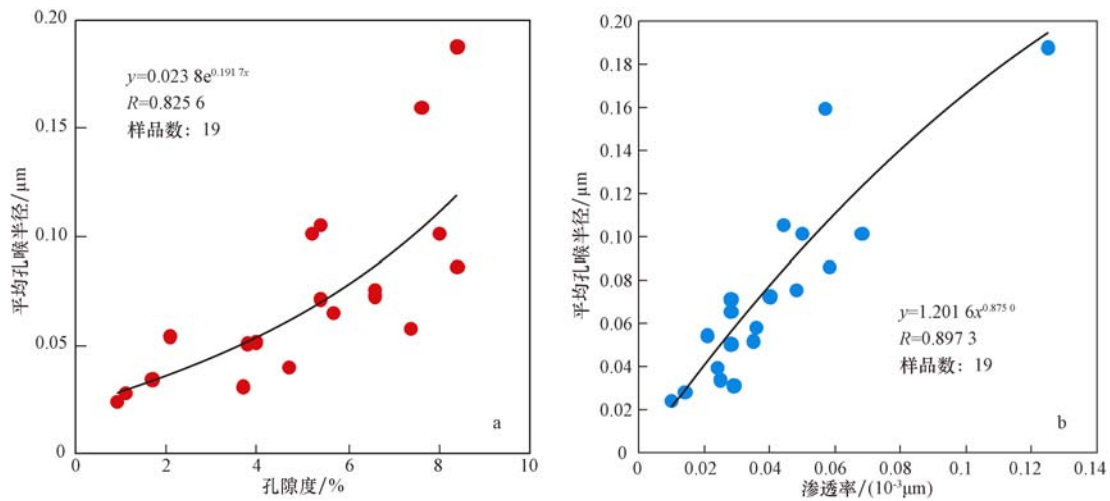


图3 孔隙度(a)、渗透率(b)与平均孔喉半径关系

Fig. 3 Porosity (a) and permeability (b) vs. average pore-throat radius

用平均孔隙喉道半径来衡量^[20]。大北气田白垩系巴什基奇克储层孔隙以原生残余粒间孔为主,孔隙度、渗透率主要受平均孔喉半径影响。利用收集到的大北102井19块压汞与对应的常规物性分析发现,平均孔喉半径与孔隙度、渗透率呈现良好的相关性。

平均孔喉半径与孔隙度、渗透率的相关系数分别为0.8256和0.8973(图3)。采用孔隙度、渗透率与平均孔喉半径进行多元回归,得到平均孔喉半径计算模型:

$$r = \phi \times 2.794 \times 10^{-3} + K \times 1.3069 + 6.4293 \times 10^{-3} \quad (1)$$

式中: ϕ 为孔隙度,%; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}$; r 为平均孔喉半径, μm 。计算的平均孔喉半径绝对误差小于 $0.057 \mu\text{m}$,与压汞相关性良好,相关系数可达0.8956(图4)。

2.2.2 等效流动半径

研究区储层中流体只含有气、水两相,忽略储层不均一性其他因素的影响,假定储层孔隙中流体分布形态如图5所示。各项流动时在表面张力作用下,流动截面总是趋于近圆,此时,各相的等效流动半径计算公式只受平均孔喉半径和含水饱和度影响,由此建立储层中各相的等效流动半径计算公式:

$$R_{\text{gas}} = \sqrt{(1 - S_w)} \cdot r \quad (2)$$

$$R_{\text{wat}} = \sqrt{S_w} \cdot r \quad (3)$$

式中: R_{gas} 为气的等效流动半径, μm ; R_{wat} 为水的等效流动半径, μm ; S_w 为含水饱和度,测井解释提供; r 为平均孔喉半径, μm 。

2.2.3 等效阻力

基于等效阻力与等效流动半径之间关系,利用压汞资料得到的界面张力、界面接触角等参数,通过将等效流动半径带入毛管压力公式,即可得到气、水两相的等效阻力:

$$p_{\text{gas}} = \frac{2 \times 10^{-3} \sigma_g \cos \theta_g}{R_{\text{gas}}} \quad (4)$$

$$p_{\text{wat}} = \frac{2 \times 10^{-3} \sigma_w \cos \theta_w}{R_{\text{wat}}} \quad (5)$$

式中: p_{gas} , p_{wat} 分别为气、水两相的等效阻力,MPa; σ_g ,

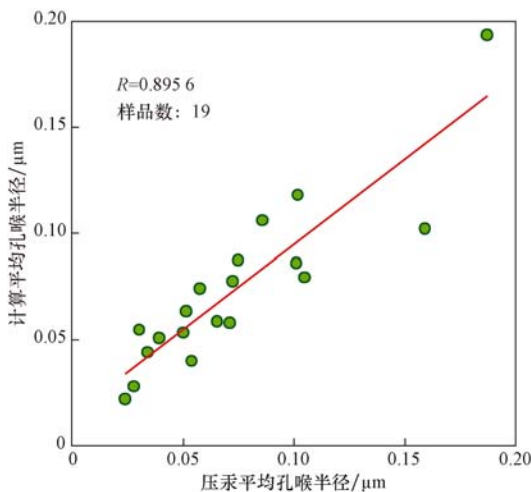


图4 压汞与计算平均孔喉半径对比

Fig. 4 Comparison of the calculated average radius of pore throats with that measured through mercury injection

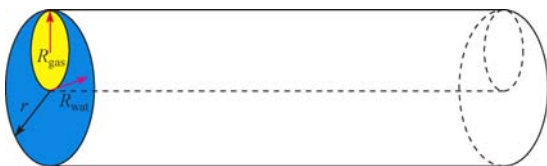


图5 孔隙喉道中流体分布

Fig. 5 Fluid distribution in pore throats

σ_w 分别为气、水的流体界面张力, mN/m ; θ_g, θ_w 分别为气、水与岩石界面接触角, $(^\circ)$; $\sigma_g \cos \theta_g, \sigma_w \cos \theta_w$ 值分别为 50, 367 mN/m 。

2.2.4 等效压差

孔隙度是单位体积岩石中, 孔隙体积占岩石总体积的百分比。孔隙度与平均孔喉半径是一一对应的, 假定孔隙在储层内部均匀分布, 则单位体积内总的毛管压力等于储层的压差。在公式(6)、公式(7)中代入各相的等效阻力, 即可计算各相的等效压差:

$$p_g = \frac{p_{\text{gas}}}{\phi} \tag{6}$$

$$p_w = \frac{p_{\text{wat}}}{\phi} \tag{7}$$

式中: $p_{\text{gas}}, p_{\text{wat}}$ 为气、水两相的等效阻力, MPa ; p_g, p_w 为气、水两相的等效压差, MPa ; ϕ 为孔隙度, %。

2.2.5 储层产能及流体性质判别模型

流体从地层进入井筒, 必须要克服储层产生的阻力即等效压差。储层中含有气、水两相流体时, 当实际生产压差(p)大于气的等效压差(p_g)且小于水的等效压差(p_w), 储层只产气; 当实际生产压差(p)小于气的

等效压差(p_g)且大于水的等效压差时(p_w), 储层只产水; 当实际生产压差(p)大于气、水的等效压差时(p_g, p_w), 气、水同出; 当实际生产压差(p)分别小于气、水的等效压差时(p_g, p_w), 储层不产流体, 为干层(表 1)。由此, 可以建立利用“压差法”判别大北气田裂缝性致密砂岩储层产能及流体性质其判别模型。

3 模型结果有效性分析

3.1 致密层段有效性分析

选取塔里木盆地大北气田大北 101 井和大北 1 井白垩系巴什基奇科组裂缝性致密砂岩储层 5 725.0 ~ 578 3.0 m 和 5 865.0 ~ 5 872.5 m 两个试油层段作为目的层段, 利用第二节中建立的模型, 计算气、水两相等效压差。两段储层的实际生产压差分别为 53.143 MPa

表 2 大北 101 和大北 1 井参数

Table 2 Parameters of Well Dabe101 and Well Dabe1		
井名	大北 101	大北 1
测试深度/m	5 725.0 ~ 5 783.0	5 865 ~ 5 872.5
孔隙度/%	5.757	5.100
渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.077	0.414
含水饱和度/%	48.8	100.0
平均孔喉半径/ μm	0.123	0.560
气的平均孔喉半径/ μm	0.088	0
水的平均孔喉半径/ μm	0.085	0.560
气的毛管压力/MPa	1.135	0
水的毛管压力/MPa	8.591	1.300
气的压差/MPa	19.721	0
水的压差/MPa	149.243	25.700
生产压差/MPa	53.143	0
试气结论	气层	干层

表 1 “压差法”判别模型

Table 1 Discriminative model of the differential pressure method

产流体性质	判别标准
气	$p_g < p < p_w$
水	$p_w < p < p_g$
气、水同出	$p > p_g, p > p_w$
干层	$p < p_g, p < p_w$

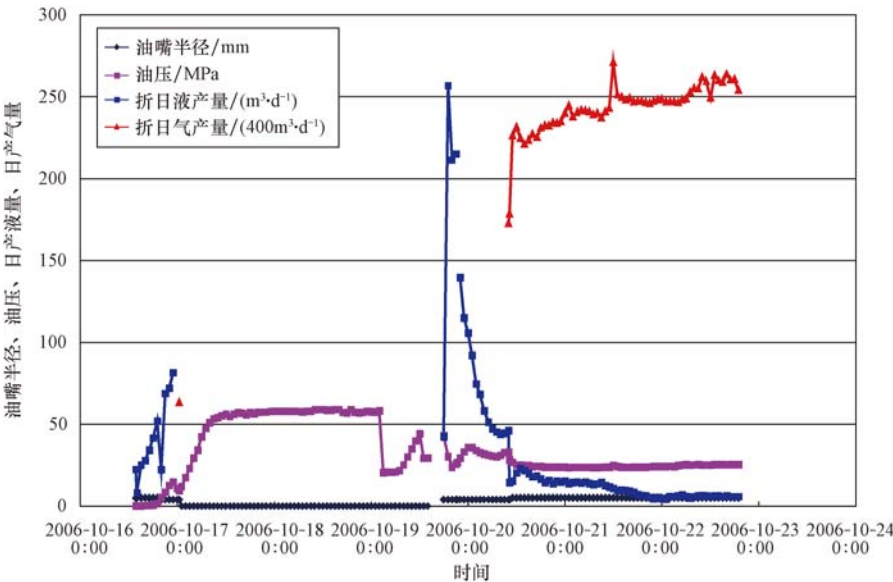


图 6 大北 101 井求产曲线

Fig. 6 Production test curves of Well Dabe101

表 3 大北 103 和大北 104 井“压差法”计算参数

Table 3 Parameters of Well Dabei 103 and Dabei 104 calculated by the pressure differential method

井号	大北 103	大北 103	大北 103	大北 104	大北 104
测试层号	S3	S2	S1	S1	S2
测试深度/m	5 677 ~ 5 687	5 792 ~ 5 802	5 832 ~ 5 855	5 981 ~ 5 985	6 003 ~ 6 008
孔隙度/%	6.9	4.4	6.5	7.8	9.6
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	0.20	7.62	178.0	35.40	0.75
含气饱和度/%	65.0	70.1	66.3	62.0	75.0
测井结论	气层	差气层	气层	气层	气层
日产量/m ³	气 266 680.00, 油 6.88	水 10.10	水 195.00	水 129.00, 气微量	水 1.74, 气微量
气的等效压差/MPa	5.210	0.320	0.037	0.860	28.732
水的等效压差/MPa	101.900	0.250	0.001	0.230	4.716
生产压差/MPa	45.21	0(油压)	16.229	18.720	30.620
储层产能“压差法”判别	含水气层	含水气层	含水气层	水层	水层

和 0 MPa(表 2);使用储层产液性质模型判别,结果分别为产水、不产流体。大北 101 井 5 725 ~ 5 783 m 求产曲线显示,由于气的有效压差、生产压差远小于水的有效压差,在 2006 年 10 月 21 号进入稳定求产期,几乎完全产气,折合日产气超过 80 000 m³,产液量几乎为零(图 6)。经测试,与试气结论一致(表 2)。

3.2 裂缝段有效性分析

大北 103 井 5 677 ~ 5 687,5 792 ~ 5 802,5 832 ~

5 855 m 三个层段,大北 104 井 5 981 ~ 5 985,6 003 ~ 6 008 m 两个层段(表 3),测井计算含气饱和度均大于 65%,电阻率显示明显的气层特征,而实际的测试为含气产水,两者存在无法解释的矛盾。微电阻扫描成像测井显示,这些层段内发育大量裂缝,特别是高角度裂缝发育,连通性强^[21-22]①。基质中平均喉道半径远远小于裂缝宽度,利用电阻率成像测井资料(FMI)经过交互式变窗长精细成像测井处理解释方法可以准确获得裂缝宽度^[10],将裂缝宽度作为裂缝性储层的平均孔

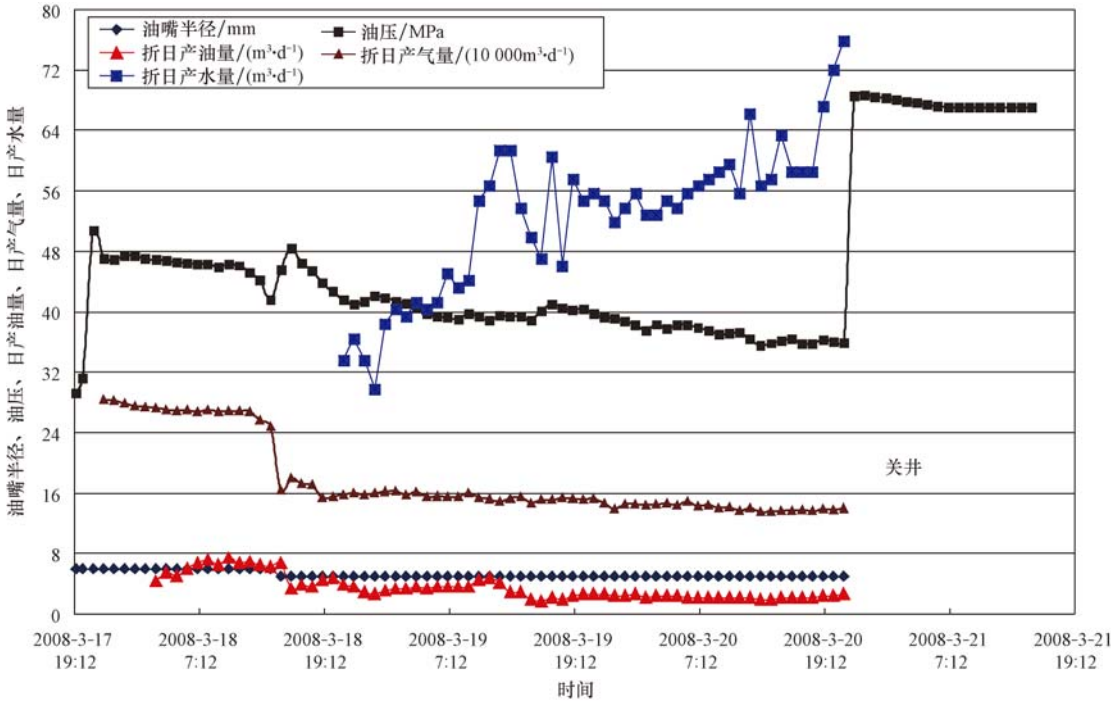


图 7 大北 103 井 S3 层求产曲线

Fig. 7 Production test curves of S3 Layer in Well Dabei 103

① 信毅,王贵文. 大北气田白垩系高分辨率测井沉积储层描述及含气饱和度差异研究[R]. 中国石油塔里木油田勘探开发研究院,2011:50-55.

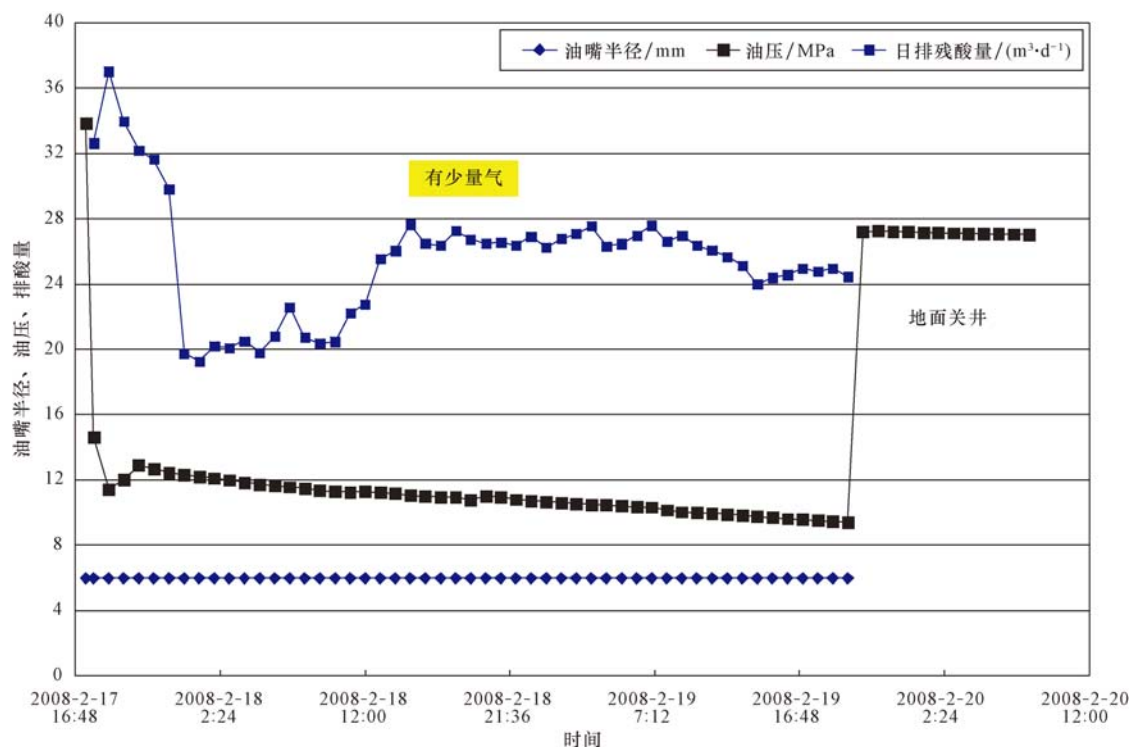


图8 大北103井S1层求产曲线

Fig. 8 Production test curves of S1 Layer in Well Dabei 103

喉半径,计算各相的有效压差,其实际生产压差均大于水、气各相压差,且水的有效压差更小,此类储层以产水为主。当储层含水饱和度下降到,水的压差大于气的压差,储层才开始产气。图7为大北103井S3产层的求产曲线,2008年3月28日前,由于生产压差大于气的等效压差小于水的等效压差,测试主要产气。随着气的饱和度下降,气的等效压差升高,水的压差降低,在此之后,测试层开始大量出水,水含量不断增加。图8为大北103井S1产层的求产曲线,求产初期主要产水,随着含水饱和度下降,气的等效压差降低,水的等效压差升高,求产后期,油压开始升高,产气量增加。通过“压差法”计算结果与求产曲线进行对比,也证明了“压差法”在实际应用中的可靠性。

4 结论

塔里木盆地大北气田白垩系巴什基奇克组储层为低孔低渗致密砂岩储层,局部发育构造产生的裂缝,且以高角度、网状缝为主,对储层的改造能力强。常规测井对于裂缝的识别能力非常有限,造成此类层段测井计算的结果与试油、生产结论不符。本文在分析孔隙微观渗流机理的基础上,建立“压差法”评价储层产能模型,经过对不同储层段的处理,准确地评价了储层的产能,对实际生产有重要的指导作用。

参 考 文 献

- [1] 许立全,李秀生. 不同产能评价方法的对比分析[J]. 油气层测试技术,2005,4(6):28-30.
Xu Liquan, Li Xiusheng. Comparative analysis of different deliverability evaluation methods[J]. Well Testing,2005,4(6):28-30.
- [2] 田华,张水昌,柳少波,等. 致密储层孔隙度测定参数优化[J]. 石油实验地质,2012,34(3):335-339.
Tian Hua, Zhang Shuichang, Liu Shaobo, et al. Parameter optimization of tight reservoir porosity determination[J]. Petroleum Geology & Experiment,2012,34(3):335-339.
- [3] 李健,陈万辉. 鄂尔多斯盆地靖边油田延9油藏产能差异研究[J]. 石油地质与工程,2011,25(1):57-59.
Li Jian, Chen Wanhui. Research of capacity differences in the Chang 9 reservoir of Jingbian oilfield, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Engineering,2011,25(1):57-59.
- [4] 董玉安,赵蕊,叶欢,等. 遗传算法与神经网络结合预测低渗透油藏产油量——以宝浪油田为例[J]. 石油地质与工程,2011,25(5):60-66.
Dong Yu'an, Zhao Rui, Ye Huan, et al. Genetic algorithm and neural networks to predict the oil production of the low-permeability reservoirs: an example of Baolang oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering,2011,25(5):60-66.
- [5] 李龙龙,胡尖山油田长7致密油藏提高单井产能技术对策[J]. 石油地质与工程,2012,26(5):56-60.
Li Longlong. Technical countermeasures of improving single well productivity of the Chang 7 tight reservoir in Hujianshan oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering,2012,26(5):56-60.
- [6] 李相方,孟悦新,杜辉,等. 泵抽式电缆地层测试储层产能预测方法研究[J]. 断块油气田,2011,18(5):611-615.

- Li Xiangfang, Meng Ruixin, Du Hui, et al. Research of pumping wire-line formation test reservoir capacity prediction method [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2011, 18(5): 611–615.
- [7] 王禹川, 王怒涛, 袁晓满, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏产能评价方法探讨[J]. *断块油气田*, 2011, 18(5): 637–640.
- Wang Yuchuan, Wang Nuotao, Yuan Xiaoman, et al. Discussion on deliverability evaluation method of fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2011, 18(5): 637–640.
- [8] 赵军, 祁兴中, 夏宏权, 等. 测井资料在碳酸盐岩洞-裂缝型储层产能评价中的应用[J]. *现代地质*, 2003, 17(1): 100–102.
- Zhao Jun, Qi Xingzhong, Xia Hongquan, et al. Application of log data to producing capacity prediction in carbonate reservoir [J]. *Geoscience*, 2003, 17(1): 100–102.
- [9] 张松扬, 范宜仁, 黄国骞, 等. 常规测井特征比值法在大牛地气田产能评价研究中的应用[J]. *测井技术*, 2006, 30(5): 421–423.
- Zhang Songyang, Fan Yiren, Huang Guoqian, et al. Application of logging-ratio characteristic parameters to productivity evaluation in daniudi Gas Field in Northern Ordos Basin [J]. *Well Logging Technology*, 2006, 30(5): 421–423.
- [10] 石磊, 匡建超, 曾剑毅, 等. 川西新场气田沙溪庙组致密碎屑岩储层单井产能评价与预测[J]. *石油实验地质*, 2009, 31(4): 339–340.
- Shi Lei, Kuang Jianchao, Zeng Jianyi, et al. Single well productivity evaluation and prediction in tight clastic reservoir rock of Shaximiao Formation in the Xinchang gas field, west Sichuan [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2009, 31(4): 339–340.
- [11] 苏俊磊, 孙建孟, 苑吉波, 等. 基于核磁共振孔隙结构的产能评价[J]. *西安石油大学学报*, 2011, 6(5): 43–44.
- Su Junlei, Sun Jianmeng, Yuan Jibo, et al. Reservoir productivity evaluation based on NMR pore structure [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2011, 6(5): 43–44.
- [12] Cheng M, 杨斌. 也门共和国白垩系 Qishn 组变粒度储层测井产能预测[J]. *国外油气勘探*, 1999, 15(6): 235–237.
- Cheng M, Yang Bin. Capacity logging forecast of variable granularity reservoir in the Qishn group, Cretaceous in Republic of Yemen [J]. *Oil & Gas Prospecting Abroad*, 1999, 15(6): 235–237.
- [13] 冯春珍, 林伟川, 李香玲. 低孔低渗储层测井产能预测评价技术 [C] // 油气藏监测与管理国际会议论文集. 西安石油大学, 陕西省石油学会, 2011: 200–202.
- Feng Chunzhen, Lin Weichuan, Li Xiangling. Productivity forecasting method for low porosity and low permeability reservoir with log data [C] // Low porosity and low permeability reservoir the logging capacity forecast evaluation techniques. Xi'an University of Petroleum, Petroleum Institute of Shaanxi Province, 2011: 200–202.
- [14] 罗文军, 彭军, 杜敬安, 等. 川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化——以大邑地区为例[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(2): 287–295.
- Luo Wenjun, Peng Jun, Du Jingan, et al. Diagenesis and porosity evolution of tight sand reservoirs in the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression: an example from Dayiregion [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(2): 287–295.
- [15] 白斌, 邹才能, 朱如凯, 等. 四川盆地九龙山构造须二段致密砂岩储层裂缝特征、形成时期与主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(4): 526–535.
- Bai Bin, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Characteristics, timing and controlling factors of structural fractures in tight sandstones of the 2nd member of Xujiahe Formation in Jiulong Mountain structure, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(4): 526–535.
- [16] 王晓梅, 赵靖舟, 刘新社, 等. 苏里格气田西区致密砂岩储层地层水分布特征[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(5): 802–810.
- Wang Xiaomei, Zhao Jingzhou, Liu Xinshe, et al. Distribution of formation water in tight sandstone reservoirs of western Sulige gas field, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(5): 802–810.
- [17] 赵靖舟, 白玉彬, 曹青, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型低渗透-致密砂岩大油田成藏模式[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(6): 811–827.
- Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oilfields in the Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(6): 811–827.
- [18] 秦积舜, 李爱芬. 油层物理学 [M]. 北京: 中国石油大学出版社, 2006: 190–192.
- Qin Jishun, Li Aifeng. Reservoir physics [M]. Beijing: China University of Petroleum Press, 2006: 190–192.
- [19] 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构 [M]. 北京: 科学技术出版社, 1986: 59–80.
- Luo Zhetan, Wang Yuncheng. The pore structure of the oil and gas reservoir [M]. Beijing: Science and Technology Press, 1986: 59–80.
- [20] 张海涛, 时卓, 石玉江, 等. 低渗透致密砂岩储层成岩相类型及测井识别方法——以鄂尔多斯盆地苏里格气田下石盒子组 8 段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(2): 257–264.
- Zhang Haitao, Shi Zhuo, Shi Yujiang, et al. Diagenetic facies types and logging identification methods for low-permeability tight sandstone reservoirs: a case study on the 8th member of Xishihezi Formation in Sulige gasfield, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(2): 257–264.
- [21] 穆龙新, 周丽清, 郑小武, 等. 精细油藏描述及一体化技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 8–17.
- Mu Longxin, Zhou Liqing, Zheng Xiaowu, et al. Fine reservoir description and integration technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 8–17.
- [22] 谢会文, 李勇, 郭卫星, 等. 塔里木盆地库车坳陷中段盐上层构造特征[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(5): 768–776.
- Xie Huiwen, Li Yong, Guo Weixing, et al. Structural features of post-salt layers in the middle sedimentary cover of Kuqa Depression, the Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(5): 768–776.