

储层改造体积预测模型的研究与应用

翁定为^{1,2}, 付海峰², 卢拥军², 郑力会¹, 马建军³

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007; 3. 中国石油玉门油田分公司酒东作业区, 甘肃酒泉 735200)

摘 要:为进一步明确储层改造体积内涵,完善体积改造技术及提高改造体积预测的准确性,采用物理模拟试验分析了声波事件与裂缝形态的关系,并基于物理模拟试验结果建立了储层改造体积预测模型。利用建立的模型计算了不同导流能力、不同压裂液黏度以及不同缝内净压力下的储层改造体积,计算结果表明:储层改造体积与压裂液黏度呈反比关系,与裂缝导流能力和缝内净压力呈线性关系;压裂液黏度对储层改造体积的影响最大,裂缝导流能力次之,缝内净压力最小。利用所建模型对国内某油田7口压裂井的致密储层改造体积进行了预测,并拟合了预测储层改造体积与压裂后试油产量的关系,两者呈线性关系,相关系数为0.840。这表明,所建模型预测的储层改造体积与压裂后试油产量具有较好的相关性,可以利用其指导体积压裂。

关键词:压裂;改造体积;物理模拟;裂缝;数学模型;压裂液

中图分类号:TE357.1⁺1 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)01-0095-06

A Model for Predicting the Volume of Stimulated Reservoirs

WENG Dingwei^{1,2}, FU Haifeng², LU Yongjun², ZHENG Lihui¹, MA Jianjun³

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing, 102249, China; 2. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang, Hebei, 065007, China; 3. Jiudong Operational Zone, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan, Gansu, 735200, China)

Abstract: In order to better understand the stimulated reservoir volume (SRV), to improve the SRV technology and predict it more accurately, large-scale physical simulation tests were deployed to analyze the relationship between acoustic events and fracture morphology. Based on the results of the physical simulation tests, a SRV predicting model was built for calculating the stimulated reservoir volumes with different fracture conductivity, the viscosity of fracturing fluid and net pressure. The result showed that calculated SRV is in inverse proportion to fracturing fluid viscosity, and in linear relationship with both fracture conductivity and net pressure. The SRV is the most sensitive to fracturing fluid viscosity, followed by fracture conductivity, and then the least to net pressure. The SRV model has been used to predict the stimulated reservoir volume in 7 fractured wells in a domestic tight oil field, the fitting curve for SRVs and post-fracturing oil production rate was made to be a linear relationship, with the coefficient of correlation 0.840. It is indicated that the SRV predicting model was in better correlation with the post-fracturing oil production rate, which, in the future, can be taken as the guidance of SRV fracturing.

Key words: fracturing; stimulated reservoir volume; physical simulation; fracture; mathematical model; fracturing fluid

近年来,储层改造体积(stimulated reservoir volume)概念的提出极大地推动了储层改造技术的发展,国外学者统计发现页岩气井压裂后产量与采用微地震监测解释得到的微地震事件体积正相关,且相关性较好。基于此,M. Mayerhofer 等人^[1-2]最先提出了储层改造体积的概念,并认为压裂过程中应尽可能增大储层改造体积。吴奇等人^[3]引进该定义,在

收稿日期:2015-04-07;**改回日期:**2015-10-30。

作者简介:翁定为(1981—),男,湖北枝江人,2003年毕业于中国地质大学(武汉)石油工程专业,2006年获中国石油勘探开发研究院油气田开发工程专业硕士学位,2013年获中国石油勘探开发研究院油气田开发工程专业博士学位,工程师,主要从事水力压裂技术研究与应用工作。

联系方式:wendw69@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项课题“低渗、特低渗油气储层高效改造关键技术”(编号:2011ZX05013-003)和中国石油天然气股份公司重大专项课题“复杂岩性高应力储层研究与应用”(编号:2013E3309)部分研究成果。

国内首先提出了体积改造理念,并提出了广义和狭义体积改造的概念。目前,国内外学者从不同角度开展了储层改造体积评价方法研究:G. R. Coulter 等人^[4-5]统计分析了 Barnett 区块压裂参数(如净压力等)与改造效果的关系,从而间接建立了压裂参数与储层改造体积的关系;B. R. Meyer 等人^[6]开发了一种基于天然裂缝规则分布的储层改造体积预测模型;X. Weng 等人^[7-9]提出了一种基于随机天然裂缝分布、并考虑应力干扰效应的储层改造体积预测方法;G. Qin 等人^[10]考虑微地震数据和页岩气储层的不确定性,利用离散裂缝模型方法建立了高度约束的非结构化网格模型,通过统计分析产量数据来校准和完善模型,从而实现对储层改造体积的预测;G. Yu 等人^[11]开发了一种 3D 解析模型,实时模拟压裂过程中储层改造体积随时间增大的情况,采用微地震事件云图对模型中的扩散系数进行校正,预测不同储层条件下的储层改造体积。以上模型的相同点是预制天然裂缝,考察人工裂缝与天然裂缝的相互作用,通过反演微地震监测数据对模型进行校正,不同点表现在天然裂缝预制方法、是否考虑裂缝之间的应力干扰、软件开发平台等方面。由于目前对天然裂缝认识不足,往往出现计算的储层改造体积与现场监测结果相差较大,无法建立计算结果与产量之间的相关关系。此外,目前微地震事件的震源机制尚不完全明确,许多学者提出产生微地震事件不等于形成人工裂缝:N. R. Warpinski 等人^[12]认为在裂缝顶底部和端部外的区域由于应力诱导可能会产生微地震事件;M. D. Zoback 等人^[13]提出了“慢滑移”的概念,认为在某些页岩储层存在“慢滑移”现象,“慢滑移”能形成裂缝,但不能产生微地震事件。因此,笔者受声波监测的大型物理模拟试验结果启示,建立了一种储

层改造体积预测模型。该模型根据储层的脆性指数和天然裂缝表征裂缝复杂程度,并依据裂缝复杂程度校正储层导压系数,从而实现对储层改造体积的预测。

1 储层改造大型物理模拟试验

尽管微地震裂缝监测的理论和方法仍有待完善,但微地震裂缝监测仍是评估压裂效果最有效和最直接的手段,而微地震裂缝监测的储层改造体积也能在一定程度上反映压裂后增产效果。为进一步明确储层改造体积的内涵,厘清裂缝形态和储层改造体积之间的共性和差异,从而为建立储层改造体积评价方法提供依据,首先进行了多组室内大型物理模拟压裂试验。

1.1 大型物理模拟压裂试验

应用致密砂岩露头岩样,其尺寸为 762.0 mm×762.0 mm×914.0 mm。在岩样中钻一直径 25.4 mm 深 533.0 mm 的井眼,下入长 457.0 mm 直径为 19.0 mm 的套管。在模拟储层应力状态(上覆应力 20.7 MPa,最大水平主应力 13.8 MPa,最小水平主应力 6.9 MPa)下注入硅油进行压裂,观察直井常规水力压裂时裂缝的扩展形态,并采用声波设备监测。

声波监测结果如图 1 所示。沿着裂缝突破边界的位置撬开岩心,观察裂缝的延伸情况,结果如图 2 所示。由图 2 可知,该次试验形成了单一平面径向裂缝,裂缝沿最大主应力方向扩展,在 3 个面突破边界;而图 1 的声波监测结果显示,在径向裂缝区域有大量微地震事件,但观察劈开的岩心发现没有人工裂缝的区域也有许多微地震事件。

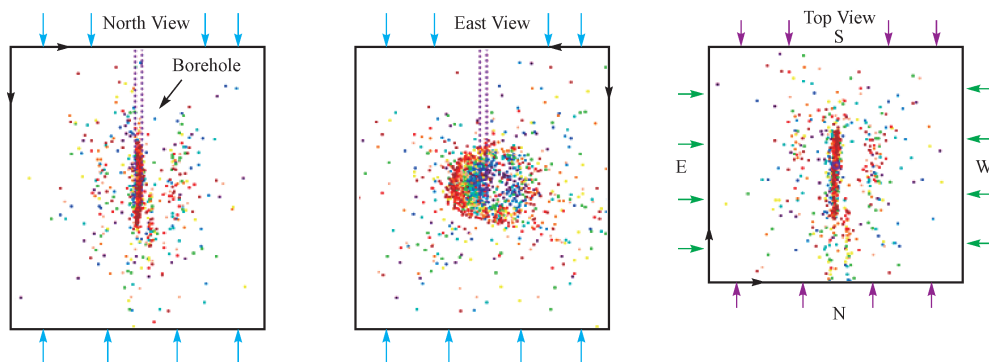


图 1 直井常规压裂试验声波监测结果

Fig. 1 Acoustic image of conventional fracturing test for vertical well



图2 直井常规压裂试验岩心劈开后的观察结果

Fig. 2 Photo of split core samples for conventional fracturing test in vertical well

应用 $762.0\text{ mm} \times 762.0\text{ mm} \times 914.0\text{ mm}$ 的致密砂岩露头岩样,在岩样中钻一直径 25.4 mm 深 584.0 mm 的井眼,下入直径为 19.0 mm 的套管,在套管的 381.0 和 580.0 mm 处模拟分簇射孔。进行水平井分簇射孔应力转向压裂模拟试验,观察应力转向时的裂缝扩展形态,同时采用声波设备监测裂缝,监测结果如图3所示。

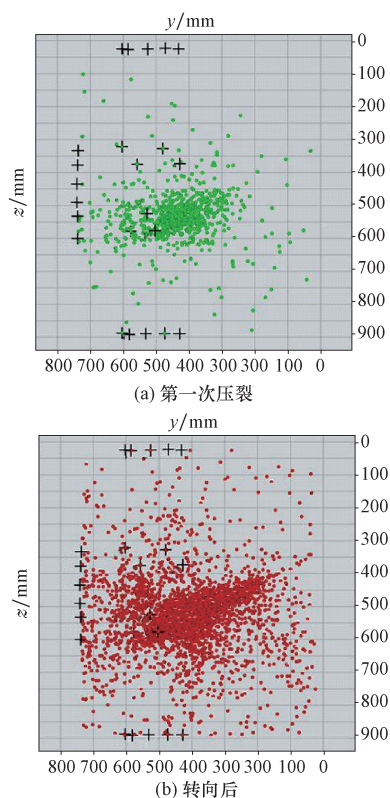


图3 水平井分簇射孔应力转向压裂物模试验声波监测结果(俯视图)

Fig. 3 Acoustic image of physical simulation test for stress reorientation fracturing with clustering perforation in horizontal wells (top view)

图3为沿垂向主应力方向的俯视图。为更清楚地判断裂缝的走向及是否有分支裂缝的产生,该次试验后沿垂直于第一阶段最大主应力方向(即垂直于初始裂缝面的方向)切开岩心,共切开3个截面,3个截面之间的间距为 10 cm ,观察裂缝延伸情况,结果如图4所示。

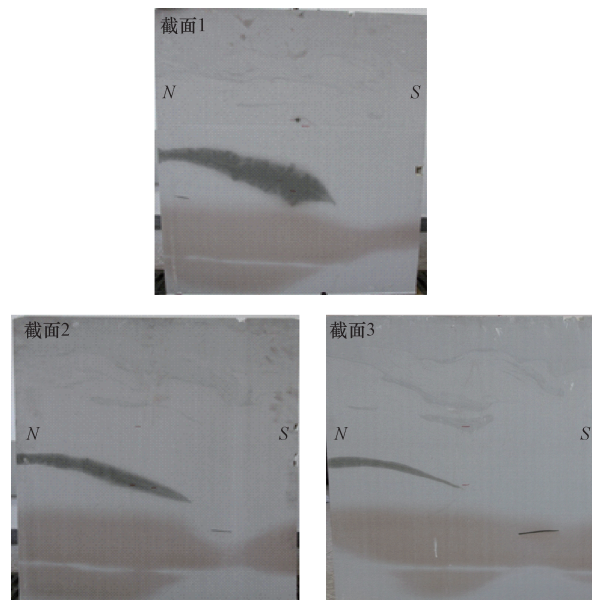


图4 水平井分簇射孔应力转向压裂物模试验岩心劈开后的观察结果

Fig. 4 Photos of split core samples for physical simulation test of stress reorientation fracturing with clustering perforation in horizontal wells

由图4可知,该次试验在2个模拟射孔位置中间形成一条人工裂缝,裂缝初始阶段沿第一阶段最大主应力方向起裂并扩展,后逐渐转向第二阶段最大主应力方向,裂缝尚未完全转向时缝高方向过度延伸,突破岩样边界,3个截面上的裂缝壁面均较为光滑,未观察到分支裂缝和微细裂缝产生。由图3可看出:在反转地应力之前,在裂缝延伸位置两侧产生了大量的微地震事件;反转地应力之后,对照劈开岩样观察,微地震事件仍大都位于裂缝延伸位置的两侧,但在未产生裂缝的区域也有许多微地震事件产生。

由以上试验可知,微地震事件总体可以反映裂缝的走向、长度和高度,还观察到没有人工裂缝的区域也发生了大量微地震事件,可能是由微地震震源机制、定位精度等引起的,也有可能是在试验过程中产生微地震事件的位置有微细裂缝产生,未与主干裂缝相互沟通,且劈开后无法通过肉眼观察到。但可以肯定的是,若根据人工裂缝的形态来计算储层

改造体积,必然与声发射事件的储层改造体积具有明显差异。2组试验中,声发射事件分布的三维体积是根据裂缝形态计算改造体积的数千倍甚至是数万倍。

1.2 储层改造体积评价方法优化

根据前人的分析并结合物理模拟试验,得知根据裂缝最终形态参数计算的储层改造体积与根据微地震事件计算的储层改造体积相差很大,因此若从裂缝扩展的角度出发,根据各种裂缝扩展模型计算的储层改造体积难以与产量之间建立关系,也不能用于指导储层体积改造,因此有必要建立一种储层改造体积预测模型。受物理模拟试验的启发,由于液体滤失引起压力增加的区域是声发射事件的主要产生区域,因此可尝试从流体流动的角度建立储层改造体积预测模型。

2 储层改造体积预测模型

根据储层改造体积定义,建立预测模型有2个关键点:1)建立流体流动模型与微地震监测事件的关系^[11];2)找出由于不同层段之间非均质性引起的微地震事件差异。

2.1 基础渗流模型

假设压裂过程中流体的流动符合达西定律,并假设存在一个激发微地震事件的临界压力,则可以实现对储层改造体积的预测:

$$\begin{cases} l_x = \sqrt{4\eta_x t} \operatorname{erfc}^{-1}\left(\frac{\Delta p_{\text{trg}}}{\Delta p_{\text{inj}}}\right) \\ l_y = \sqrt{4\eta_y t} \operatorname{erfc}^{-1}\left(\frac{\Delta p_{\text{trg}}}{\Delta p_{\text{inj}}}\right) \\ l_z = \sqrt{4\eta_z t} \operatorname{erfc}^{-1}\left(\frac{\Delta p_{\text{trg}}}{\Delta p_{\text{inj}}}\right) \end{cases} \quad (1)$$

式中: l_x, l_y 和 l_z 分别为储层 x, y 和 z 方向上的改造长度, m; η_x, η_y 和 η_z 分别为储层 x, y, z 三个方向上的导压系数, cm^2/s ; p_{inj} 为压裂时的井底压力, MPa; Δp_{trg} 为激发微地震的临界压力, MPa。

2.2 裂缝复杂性指数比

不同模型计算储层改造体积的差异主要取决于储层导压系数,导压系数可根据储层等效渗透率、压缩系数和流体黏度求得。对同一口井甚至同一区块

而言,储层导压系数主要取决于压裂后储层的等效渗透率。笔者采用等效连续介质渗流模型求取储层等效渗透率^[14-15]:

$$K_{\text{ef}} = K_{\text{mx}} + (K_{\text{f}} - K_{\text{mx}})D_{\text{L}}b_{\text{f}} \quad (2)$$

式中: $K_{\text{ef}}, K_{\text{mx}}$ 和 K_{f} 分别为储层等效渗透率、储层基质渗透率和裂缝渗透率, mD; b_{f} 为裂缝开度, m; D_{L} 为裂缝的线密度, 条/m。

此外,不同层段的裂缝线密度主要取决于裂缝形态,人工裂缝形态越复杂,表明主体裂缝上的分支裂缝和微细裂缝越多,因而裂缝线密度越大。而裂缝形态是否复杂,主要取决于储层的脆性和天然裂缝的状态。岩石的脆性指数越高,页岩储层裂缝延伸形态越复杂^[16-17]。天然裂缝的状态包括天然裂缝密度、走向等,是决定人工裂缝形态的另一关键参数。无论裂缝是发生剪切破坏还是张性断裂,最后都会以张性裂缝的形态扩展,且只有扩展形成具有一定导流能力的裂缝,才能对产能有贡献^[18-19]。

基于以上分析,定义裂缝复杂性指数比为:

$$R = f\left[B, \sum_{i=1}^m (K_{\text{f}}L_{\text{fi}}), p_{\text{net}}\right] = \frac{B_{\text{p}}L_{\text{p}}}{B_{\text{o}}L_{\text{o}}} \quad (3)$$

式中: R 为裂缝复杂性指数比; B_{p} 和 B_{o} 为预测井和观测井岩石脆性指数; L_{p} 和 L_{o} 为预测井和观测井张开的天然裂缝线密度, 条/m。

2.3 储层改造体积预测

综合储层改造体积的基础渗流模型和裂缝复杂性指数比值,即可实现对储层改造体积的预测。具体流程及输入参数如下:1)采用基础模型,根据同一区块几口微地震监测结果数据求取该区块激发微地震事件的临界压力;2)建立储层监测层段的储层改造体积与储层导压系数的关系,即根据已有监测井层的微地震监测结果采用上文的模型求取储层导压系数;3)求取预测层段与已有监测层段的裂缝复杂性指数比;4)根据设计参数预测储层改造体积。

3 储层改造体积的敏感性分析

采用国内某致密油储层数据,用上文建立的储层改造体积预测模型分析主体人工裂缝导流能力、压裂液黏度和裂缝缝内净压力对储层改造体积的影响,结果如图5所示。

由图5可知:其他参数不变时,储层改造体积与裂缝导流能力成线性关系,裂缝导流能力由 $5 \text{ D} \cdot \text{cm}$

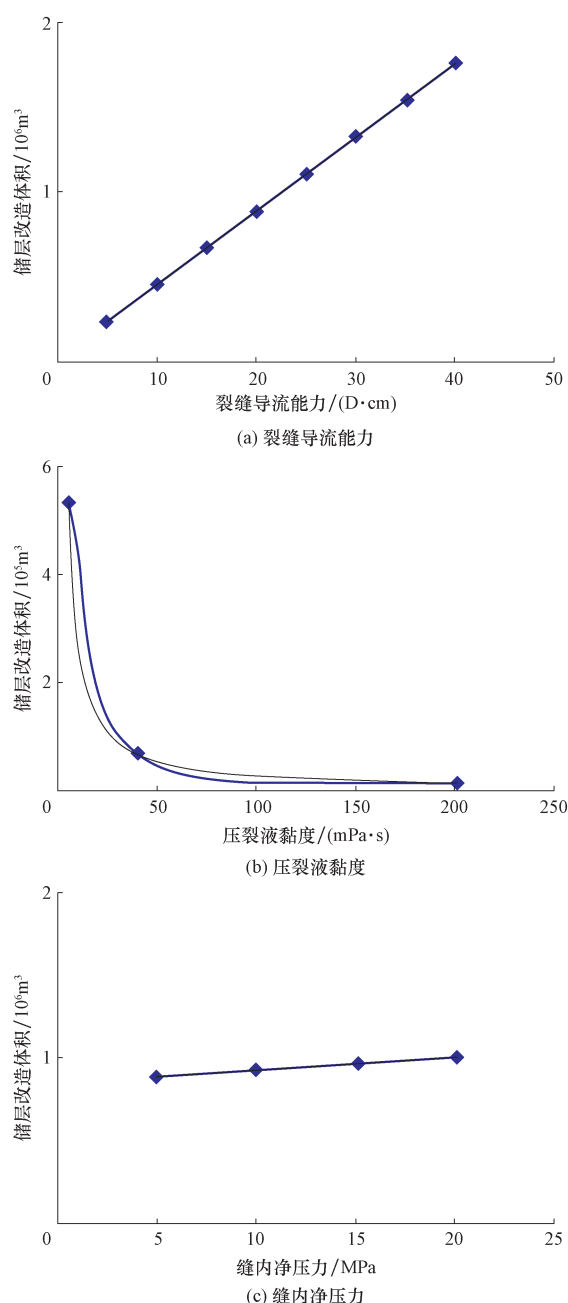


图5 压裂设计参数与储层改造体积的关系

Fig. 5 The relationship between SRV and fracturing parameters

增至 $40 \text{ D} \cdot \text{cm}$, 储层改造体积增大了 6.5 倍, 导流能力对储层改造体积的影响明显; 其他参数不变时, 储层改造体积与压裂液黏度呈反比关系, 压裂液黏度由 $200 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (冻胶) 降为 $5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (滑溜水), 储层改造体积增大了 39 倍, 压裂液黏度对储层改造体积的影响十分明显; 其他参数不变时, 储层改造体积与缝内净压力也呈线性关系, 缝内净压力由 5 MPa 增至 20 MPa , 储层改造体积增大了 13.2%, 说明缝内净压力对储层改造体积的影响相对较弱。因此, 在

保证裂缝导流能力的前提下, 降低压裂液黏度, 即采用滑溜水或复合压裂有利于提高储层改造体积。

4 现场应用

采用上文的模型指导国内某油田的致密储层压裂改造, 以 A 井为例说明指导压裂改造的过程。首先对 A 井开展压前储层评价工作, 主要评价储层物性、脆性指数和天然裂缝的发育情况。根据评价结果, 确定该井可利用天然裂缝开展提高储层改造体积的“滑溜水+线性胶+冻胶”的复合压裂。在储层评价的基础上, 建立单井地层模型。借鉴该区块以往压裂经验, 采用正交设计方法, 分析排量、液量、砂量和砂比对裂缝几何形态的影响, 根据分析结果确定了不同施工方案, 利用上文的模型预测了各方案的储层改造体积。根据预测结果, 综合考虑施工风险与成本, 优选出施工方案。

该井实际施工总用量 $1\,209.2 \text{ m}^3$, 其中基液 68.6 m^3 , 滑溜水 $1\,113.1 \text{ m}^3$, 活性水 27.5 m^3 ; 总砂量 100.5 m^3 , 其中 $40/70$ 目低密度陶粒 33.5 m^3 , $20/40$ 目陶粒 67.0 m^3 。前置液 130 m^3 , 携砂液 $1\,051.7 \text{ m}^3$, 施工排量 $8.0 \text{ m}^3/\text{min}$, 平均砂比 9.6% 。压裂后采用上文模型预测实际施工的储层改造体积为 $1\,260\,029.0 \text{ m}^3$ 。

利用上文模型还指导了该油田其他 6 口井的压裂改造, 并根据实际施工参数预测了这 6 口井的改造体积, 将这 6 口井和 A 井的改造体积与试油产量绘制成关系曲线, 如图 6 所示。

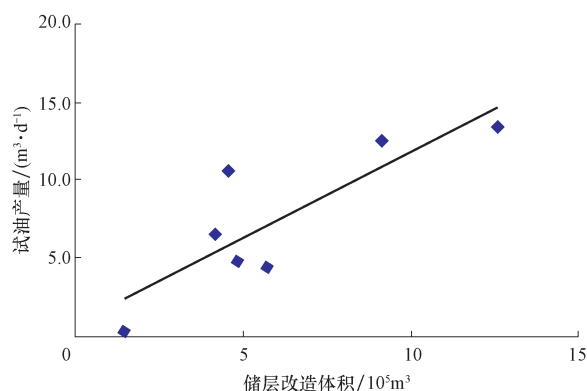


图6 7口试验井计算储层改造体积与试油产量的关系

Fig. 6 The relationship between calculated SRV and post-fracturing oil production rate for 7 testing wells

由图 6 可知, 试油产量与储层改造体积呈线性关系, 相关系数为 0.840, 相关性较好, 说明利用上

文模型计算的储层改造体积与压裂后效果具有较好的一致性,可以达到预测压裂井改造效果的目的。

5 结 论

1) 物理模拟压裂试验表明,根据裂缝最终形态计算的储层改造体积与根据微地震事件计算的储层改造体积相差很大。但物理模拟压裂试验启示可从流体流动的角度评价储层改造体积。

2) 建立的储层改造体积预测模型依据储层脆性指数和天然裂缝表征裂缝复杂程度,利用裂缝复杂程度的比值校正储层导压系数,实现对储层改造体积的预测。

3) 所建模型预测的储层改造体积与压裂后试油产量具有较好的相关性,可以用来指导压裂设计。

参 考 文 献

References

- [1] MAYERHOFER M J, LOLON E, WARPINSKI N, et al. What is stimulated reservoir volume? [J]. SPE Production & Operations, 2010, 25(1): 89-98.
- [2] WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, VINCENT M C, et al. Stimulating unconventional reservoirs; maximizing network growth while optimizing fracture conductivity [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2008, 48(10): 39-51.
- [3] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术: 内涵、优化设计与实现 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-358.
WU Qi, XU Yun, WANG Xiaoquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs; connotation, optimization design and implementation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352-358.
- [4] COULTER G R, GROSS B C, BENTON E G, et al. Barnett shale hybrid fracs; one operator's design, application, and results [R]. SPE 102063, 2006.
- [5] COULTER G R, BENTON E G, THOMSON C L, et al. Water fracs and sand quantity; a Barnett shale example [R]. SPE 90891, 2004.
- [6] MEYER B R, BAZAN L W. A discrete fracture network model for hydraulically induced fractures-theory, parametric and case studies [R]. SPE 140514, 2011.
- [7] WENG X, KRESSE O, COHEN C, et al. Modeling of hydraulic fracture propagation in a naturally fractured formation [R]. SPE 140253, 2011.
- [8] WU R, KRESSE O, WENG X, et al. Modeling of interaction of hydraulic fractures in complex fracture networks [R]. SPE 152052, 2012.
- [9] KRESSE O, COHEN C, WENG X, et al. Numerical modeling of hydraulic fracturing in naturally fractured formations; the 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium [C]. San Francisco, CA, June 26-29, 2011.
- [10] QIN G, CHEN R, GONG B, et al. Data-driven Monte Carlo simulations in estimating the stimulated reservoir volume (SRV) by hydraulic fracturing treatments [R]. SPE 154537, 2012.
- [11] YU G, AGUILERA R. 3D analytical modeling of hydraulic fracturing in stimulated reservoir volume [R]. SPE 153486, 2012.
- [12] WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, AGARWAL K, et al. Hydraulic fracture geomechanics and microseismic source mechanisms [R]. SPE 158935, 2012.
- [13] ZOBACK M D, KOHLI A, DAS I, et al. The importance of slow slip on faults during hydraulic fracturing stimulation of shale gas reservoirs [R]. SPE 155476, 2012.
- [14] 冯金德, 程林松, 李春兰, 等. 裂缝性低渗透油藏等效连续介质模型 [J]. 石油钻探技术, 2007, 35(5): 94-97.
FENG Jinde, CHENG Linsong, LI Chunlan, et al. Equivalent continuous medium model for fractured low-permeability reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(5): 94-97.
- [15] 刘建军, 刘先贵, 胡雅初, 等. 裂缝性砂岩油藏渗流的等效连续介质模型 [J]. 重庆大学学报: 自然科学版, 2000, 23(增刊1): 158-160.
LIU Jianjun, LIU Xiangui, HU Yareng, et al. The equivalent continuum media model of fracture sand tone reservoir [J]. Journal of Chongqing University: Natural Science Edition, 2000, 23(supplement 1): 158-160.
- [16] RICKMAN R, MULLEN M J, PETRE J E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization; all shale plays are not clones of the Barnett shale [R]. SPE 115258, 2008.
- [17] 张旭, 蒋廷学, 贾长贵, 等. 页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究 [J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 70-74.
ZHANG XU, JIANG Tingxue, JIA Changgui, et al. Physical simulation of hydraulic fracturing of shale gas reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 70-74.
- [18] 翁定为, 雷群, 胥云, 等. 缝网压裂技术及其现场应用 [J]. 石油学报, 2011, 32(2): 280-284.
WENG Dingwei, LEI Qun, XU Yun, et al. Network fracturing techniques and its application in the field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 280-284.
- [19] 蒋廷学, 贾长贵, 王海涛, 等. 页岩气网络压裂设计方法研究 [J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 36-40.
JIANG Tingxue, JIA Changgui, WANG Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 36-40.

[编辑 刘文臣]