

低渗透油气田压裂优化设计新方法

丁云宏 胥云 翁定为 蒋廷学

中国石油勘探开发研究院廊坊分院

丁云宏等.低渗透油气田压裂优化设计新方法.天然气工业,2009,29(9):78-80.

摘 要 针对我国许多低渗透油气田储层天然裂缝发育的现状,提出了一种新的裂缝优化方法:首先对区域地应力进行分析,得到能使微裂缝张开的临界净压力;根据净压力与施工砂液比的关系确定平均砂液比;根据平均砂液比确定裂缝导流能力;最后根据导流能力优化裂缝长度。采用该方法进行裂缝优化时,一是需要结合室内方法和现场测试方法获取准确的最大最小主地应力;二是需要获取准确的支撑剂导流能力数据,建议进行裂缝长期导流能力实验。将该方法应用到我国某低渗透油气田,取得了好的应用效果,同时也进一步验证了该方法的可行性。

关键词 低渗透油气田 压裂 微裂缝 导流能力 砂液比 净压力 施工 优化

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.09.021

1 问题的提出

水力压裂井的产能评价和预测是水力压裂优化设计的基础。历史上产生了两类压裂井产能评价方法:①电模拟方法;②数学模拟方法。电模拟方法中最有代表性的是 McGuire-Sikora 增产倍数曲线,该曲线的变化趋势说明,低渗透层压裂改造应以增加裂缝长度为主,而高渗透层(相对而言)应以增加裂缝导流能力为主^[1]。数学模拟方法主要是对裂缝形态进行理想化假设,进而推导出压后产量与裂缝长度等参数的关系,也能得到与电模拟方法相似的结论^[2]。目前广泛应用的压后产能评价和水力裂缝优化方法是数值模拟方法,图 1 所示是对我国某低渗透油气田水力裂缝导流能力的优化,输入参数如下:地面油密度为 0.845 g/cm³,气体密度为 1.5×10⁻³ g/cm³,地面水密度为 1 g/cm³,水的黏度为 0.5 mPa·s,水的压缩系数为 4×10⁻⁵ MPa⁻¹,岩石的压缩系数为 7×10⁻⁵ MPa⁻¹,指定深度上的初始油藏压力为 10 MPa,给定原始油藏压力的深度为 1 400~1 700 m,泡点压力为 6.85 MPa,孔隙度为 11.5%~12.9%,渗透率为 0.5×10⁻³ μm²,井网类型为 300 m×300 m 反九点井网,裂缝长度为 120 m,裂缝导流能力为 10~45 μm²·cm。

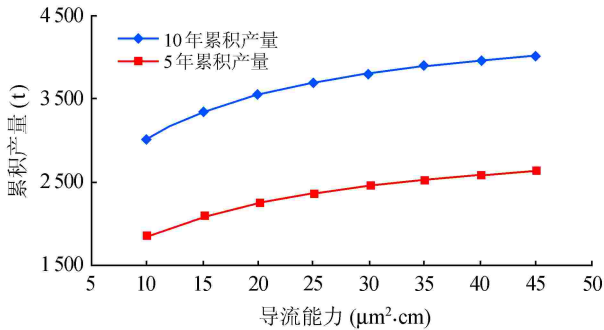


图 1 我国某低渗透油气田导流能力优化结果图

从对导流能力的优化结果来看,当裂缝导流能力低于 25 μm²·cm 时,压后产量随导流能力的增加而增加明显,当导流能力高于 25 μm²·cm 时,压后产量随导流能力的增加而增加不明显,因此该区块水力压裂裂缝导流能力应为 25 μm²·cm。通过裂缝模拟软件,可以得到如果裂缝的导流能力在 25 μm²·cm 左右(图 2),那么在选定的支撑剂和生产条件下对应的施工平均砂液比应该为 25%~30%。

但是该低渗透油气田通过多年的压裂实践总结出的经验是:施工工艺应采取高砂液比压裂(平均砂液比 35% 以上),此外施工过程中应用蜡球暂堵,提高缝内工作压力^[3]。这与室内模拟计算结论不一致:室内模拟计算显示该油田压裂裂缝不要求高的

作者简介:丁云宏,1962 年生,教授级高级工程师,博士,中国石油天然气集团公司高级技术专家;现任中国石油勘探开发研究院廊坊分院副院长,从事油气藏增产改造研究及科研管理工作。地址:(065007)河北省廊坊市万庄 44 号信箱。电话:(010)69213347。E-mail:dyhong@petrochina.com.cn

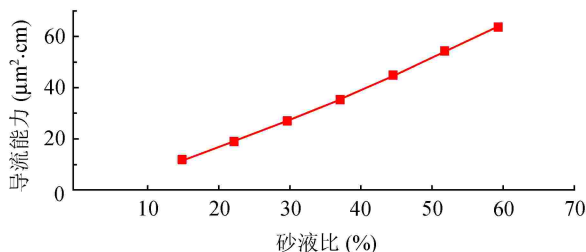


图2 裂缝导流能力与施工砂液比关系图

导流能力,而实践经验证明高砂液比、高导流能力的裂缝却取得了更好的效果,原因何在?

2 原因分析

是什么原因使得室内压裂优化设计与现场实践经验存在差异?是否有优化时尚未考虑到的因素?该油田普遍采用的压裂工艺是缝内暂堵压裂,具体的实施办法是:首先正常施工,逐级提高砂液比,当达到设计的砂液比时,降低砂液比或者停止加砂,加入暂堵剂,之后再加入部分砂。从施工曲线上可以看出,加入暂堵剂之后施工压力大幅度提高。

对两口典型井暂堵后的施工曲线分析:在施工后期,砂液比和排量保持不变,施工压力几乎保持不变,说明净压力基本上不变,根据 Nolte-Smith 曲线对施工压力的分析,说明有部分天然裂缝张开。

此外,Nolte 和 Smith 研究认为具有微裂缝的储层压裂时,当缝内净压力超过天然微裂缝的张开的临界压力(p_0)时可以实现天然微裂缝的开启, p_0 公式为:^[1-4]

$$p_0 = \frac{\sigma_{1,\max} - \sigma_{1,\min}}{1 - 2\nu} \quad (1)$$

式中: $\sigma_{1,\max}$ 为储层最大水平主应力; $\sigma_{1,\min}$ 为储层最小水平主应力。

通常,地应力大小的测量方法主要有:①测井资料计算地应力大小;②测试压裂确定地应力大小;③岩石力学实验方法(岩石破坏曲线、凯瑟尔效应)确定地应力大小;④经验公式方法确定地应力大小。

该区块采用岩石力学实验方法获取的主应力参数为:水平最大主应力 25.2 MPa,水平最小主应力 22.7 MPa,垂向应力 33.4 MPa。此外,实验结果经过现场验证表明,主应力梯度误差在 5% 以内。因此,根据式(1)可以计算得到裂缝开启的最小缝内净压力为 4.7 MPa。

根据以上的分析推测,是否压裂过程中沟通的天然裂缝是高砂液比裂以及施工过程中蜡球暂堵取得好的效果的关键?笔者尝试用数值模拟的方法来

研究如何沟通微裂缝以及沟通的微裂缝对压后产量会产生什么样的影响。

采用裂缝模拟软件,考察不同平均砂液比与施工裂缝内净压力的关系可以发现(图3),当施工砂液比高于 30% 时,施工时裂缝内的净压力会超过 4.7 MPa。此外,加入蜡球暂堵之后施工净压力会进一步提高,两种方法综合作用,明显提高了缝内净压力,使裂缝周围的部分天然裂缝张开。那么张开的天然裂缝对产量究竟会产生什么样的影响呢?下一步采用油藏数值模拟软件来考察天然裂缝张开对压后产量的影响^[5]。

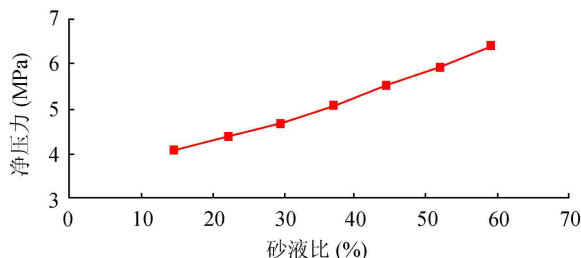


图3 裂缝内净压力与平均砂液比关系图

采用相同的输入参数,微裂缝张开面积分别假设为 0 m²、150 m² (1 m×150 m,天然微裂缝张开范围为裂缝长度方向 150 m,垂直裂缝方向 1 m,以下同),2 250 m² (15 m×150 m),4 500 m² (30 m×150 m),裂缝孔隙度为 0.12%,微裂缝渗透率为 800 μm²。图4给出了不同微裂缝张开面积下的累积产量随时间的变化曲线。

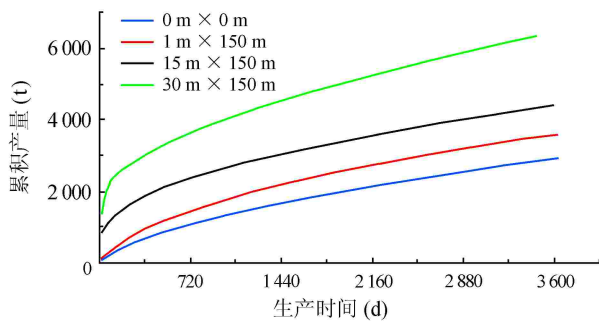


图4 不同微裂缝张开面积产量对比图

由图4可知,一旦微裂缝张开,压后累积产量就增加明显,而且累积产量随裂缝张开面积的增加而极为明显地增加,产量与微裂缝张开面积密切相关,因此有必要提高施工砂液比,甚至采取缝内暂堵技术来大幅度的提高缝内净压力,尽可能使更多天然微裂缝张开,这是该油气田高砂液比和缝内暂堵压裂取得好的效果的原因,相信也是开发这类低渗透油气田的关键所在。

3 讨论

我国已探明的低渗透油藏储量约占全国总探明储量的23%^[6],而水力压裂是开发低渗透油藏最为有效的手段,故提出一种新的裂缝优化思路:①分析区块地应力大小,根据式(1)计算微裂缝开启所需的最小净压力;②根据净压力的大小,确定施工平均砂液比,或者是否需要其他的措施如蜡球暂堵来进一步提高缝内净压力;③根据平均砂液比确定裂缝导流能力,在确定导流能力的条件下优化缝长,进而预测压后产量。

采用该方法进行裂缝优化,有两项关键工作:①水平最大最小主应力差的评价来计算天然裂缝张开的临界压力,在这项工作中,获取准确的最大最小主地应力是关键,可结合室内实验方法和现场小型压裂测试方法综合判断;②得到准确的平均砂液比与裂缝导流能力的关系,必须获取准确的支撑剂导流能力数据,建议进行裂缝长期导流能力实验。

4 应用实例

A井压裂井段1780.4~1782.9 m和1785.4~1786.3 m,孔隙度11%,有效渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层孔隙压力17.9 MPa;天然裂缝较发育;储层杨氏模量10 710 MPa,泊松比0.25,最小水平主应力28.9 MPa,最大水平主应力32.1 MPa,按照式(1)计算得天然裂缝张开的临界压力为6.4 MPa。通过裂缝模拟分析,当平均加砂浓度从 $360 \text{ kg}/\text{m}^3$ 增加到 $840 \text{ kg}/\text{m}^3$,裂缝内的净压力从2.8 MPa增加到3.7 MPa,因此确定平均砂液比为33%,并且需要采用蜡球暂堵的施工方式来增加裂缝净压力。当平均砂液比为33%时,裂缝导流能力为 $35 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,从而优化得到该井的压裂支撑缝长为60~80 m。

该井施工加入蜡球后管柱压力上升约3.5 MPa,通过压后分析,加入蜡球后裂缝内的净压力上升到了7.5 MPa,势必使部分天然裂缝张开,从而达到了优化设计的目的。此外,压后净压力拟合和产量拟合(图5)也进一步验证了天然裂缝的张开。

5 结论与建议

1)通过模拟分析认为在特低渗透油气田高砂液比施工获得成功的一个重要原因在于高砂液比施工能够积累高净压力,从而使天然裂缝张开。

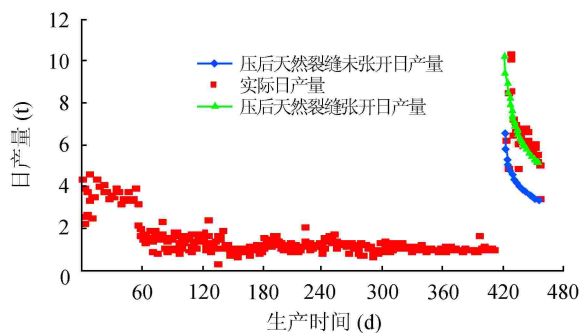


图5 压后产量拟合验证天然裂缝张开图

2)提出一种新的导流能力优化方法:首先对区域地应力进行分析,得到能使微裂缝张开的临界净压力,根据净压力与施工砂液比的关系确定平均砂液比,确定裂缝导流能力,最后根据导流能力优化裂缝长度。

3)采用所推荐方法进行裂缝优化时,一是需要结合室内方法和现场测试方法获取准确的最大最小主地应力大小;二是获取准确的支撑剂导流能力数据,建议进行裂缝长期导流能力实验。

4)将所介绍的压裂优化设计方法在现场进行了应用,取得了好的应用效果,同时也进一步验证了本方法的现场可行性。

5)建议在今后的试验中,对张开的天然裂缝进行支撑,以保持天然裂缝的持续作用。

参考文献

- [1] 王鸿勋,张士诚.水力压裂设计数值计算方法[M].北京:石油工业出版社,1998:20-23,104-113.
- [2] 王晓冬,张义堂,刘慈群.垂直裂缝井产能及导流能力优化研究[J].石油勘探与开发,2004,31(6):78-81.
- [3] 雷群,宋振云,吴增智.安塞油田重复压裂技术探讨[J].钻采工艺,1999,22(5):26-29.
- [4] 陈勉,周健,金衍,等.随机裂缝性储层压裂特征实验研究[J].石油学报,2008,29(3):431-434.
- [5] MAYERHOFER M J, et al. East texas hydraulic fracture imaging project: measuring hydraulic fracture growth of conventional sandfracs and waterfracs[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas: SPE, 2000.
- [6] 楼一珊,金业权.岩石力学与石油工程[M].北京:石油工业出版社,2006:117.

(收稿日期 2009-06-09 编辑 韩晓渝)