

测井方法在涩北气田出砂预测中的应用

霍玉雁¹ 杨雷² 许常兴¹ 张存福³

1. 中国石油青海油田公司油气开发处 2. 斯伦贝谢公司 3. 中国石油青海油田公司工程造价中心

霍玉雁等. 测井方法在涩北气田出砂预测中的应用. 天然气工业, 2009, 29(7): 9-11.

摘 要 柴达木盆地涩北气田出砂问题严重, 如何找到合适的生产压差, 使产量最大而出砂量最小, 一直是困扰气田技术人员的一个难题。为此, 利用测井方法求取地层孔隙压力、体积模量、单轴抗压强度、最小水平主应力方向等岩石力学参数, 并将这些参数应用于出砂预测。以涩北气田涩 4-3-2 井为例, 研究了该井主要的油气层段在不同气藏压力条件下的生产压差, 进行了 SMA 敏感性分析。结果表明, 在各种条件变化时, 如射孔孔径、射孔相位、气藏压力的变化等, 均会使生产压差发生改变。

关键词 涩北气田 出砂 预测 测井解释 岩石力学参数 生产压差

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.07.003

柴达木盆地涩北气田是我国目前发现的最大的第四系自生自储、生物成因中浅层气田, 构造具有低、缓、平、浅的特点, 属第四系浅层小幅度短轴背斜圈闭, 其气藏具有压力高、产量高、丰度大的特征。

岩性细而杂, 泥质含量高, 泥质含量大于 30% 的砂岩层占 60% 左右, 非均质性强。欠压实、胶结差、岩性疏松, 胶结物以泥质为主。岩石粒度为粉砂级—细砂级, 粒径介于 0.01~0.4 mm。

正是由于气藏的这种特点, 导致涩北气田的每口气井都存在出砂的情况, 只是出砂程度不同而已。同时产气量和产水量越多, 其出砂量也愈多。如何找到合适的生产压差, 使得气井产量最大而出砂量最小, 一直是困扰气田科研人员的一个难题。目前, 用测井方法测量并结合气藏特性来预测出砂条件的方法日趋完善, 笔者以涩 4-3-2 井的处理方法及应用为例进行讨论。

1 岩石力学参数的求取

地层的孔隙压力、体积模量、杨式模量、单轴抗压强度、最小水平主应力方向等参数是出砂预测的重要参数。这些参数均可在实验室和气井生产过程得到, 但得出的数据是离散的且成本较高。目前已经有成熟的利用测井方法求取岩石力学参数的方法^[1], 笔者采用 Schlumberger 公司的 STARS 软件,

以纵波时差、横波时差、补偿密度、泥质含量和地层孔隙度为输入曲线, 求取岩石的弹性模量和岩石强度。图 1 为计算得到的地层的岩石力学参数, 这些参数将用于出砂预测。

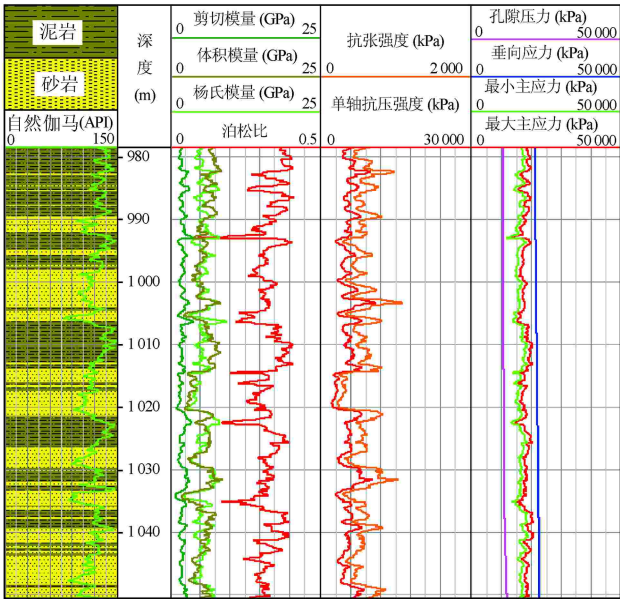


图 1 岩石力学参数图

2 出砂预测

出砂预测的主要目的之一是为特定条件下优化

作者简介:霍玉雁,女,1965年生,高级工程师,博士;毕业于中国石油大学(华东),现主要从事测井技术管理工作。地址:(736202)甘肃省敦煌市中国石油青海油田公司油气开发处。电话:(0937)8933535,13893711002。E-mail:huoyyqh@petrochina.com.cn

完井方法提供依据。在气田生产过程中,通过适当管理流体和出砂来优化油气井产能的整个过程称作防砂管理。出砂预测是防砂管理的要素之一,包括测量并利用气藏特性来预测出砂的条件(是否会出砂以及何时出砂)、利用测井资料来改善出砂预测模型、地质力学模型(MEM)用于出砂预测等^[2]。

这里仅就利用测井资料预测出砂的生产压差及敏感性分析进行讨论。处理时,输入以下资料:岩石力学处理的各项成果,如地应力、单轴抗压强度、地层压力等;依据 DSI 测井资料得到的该井最大水平主应力的方向;井眼直径、射孔孔径尺寸(在地层中形成的最大孔径)、射孔相位(假设的射孔相位)等。

2.1 预测出砂的生产压差

图 2 为预测出砂的生产压差成果图,第一道显示了 4 个主要的岩石力学参数:泊松比、单轴抗压强度、自然伽马及地层有效孔隙度;第二道为最大水平主应力、最小水平主应力和垂向主应力及地层孔隙压力,这些参数由岩石力学处理得到;第三道显示了不同气藏压力条件地层不出砂的生产压差;第四道为射孔井段;第五道为深度道。

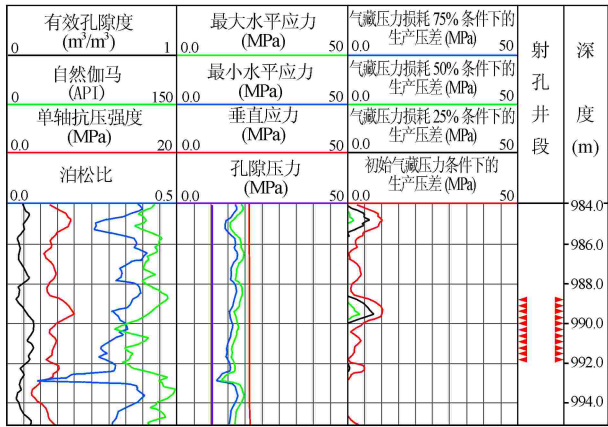


图 2 出砂预测成果图

利用现有的资料处理出涩 4-3-2 井的泊松比、杨氏模量、单轴抗压强度、最大水平主应力、最小水平主应力、孔隙压力和垂向主应力以及井眼直径、射孔孔径、射孔相位,得出气井出砂预测结果。在此次处理中假定射孔孔径为 2.54 cm,射孔相位为 0°(最大主应力方向)。

图 2 中,988.7~992.0 m 井段为射孔层位。处理结果表明,在初始气藏压力条件下,地层临界出砂的生产压差为 1~10 MPa;如果气藏压力下降 25%(见气藏压力损耗 25% 条件下的生产曲线),那么,该射孔层位下部会出砂。

988.7~992.0 m 井段顶部泥质含量较高(GR 值较高),相应的地层有效孔隙度较小。该井段顶部单轴抗压强度值较高,这也是该段生产压差较大的重要原因。

2.2 SMA 敏感性分析

地层是否出砂,和地层本身的力学性质(地应力、单轴抗压强度、砂岩粒度中值以及射孔孔径、射孔相位等因素)有关^[3-4]。然而,井眼一旦形成,地应力、单轴抗压强度、砂岩粒度中值等参数就不可改变(当然,随着气藏压力的降低,可能会引起地应力的重新分布),出砂预测所要做的是预测不出砂时的临界生产压差以及如何选取合适的参数以增加生产压差,以下以涩 4-3-2 井 990 m 深度为例进行分析。

2.2.1 气藏压力的变化影响生产压差

图 3 为生产压差随气藏压力变化而变化图。横轴为气藏压力,纵轴为井底流压。折线上方为不出砂区域(小于生产压差),折线下方为出砂区域(大于生产压差)。图 3 中可以看出,气藏压力越小,则井底流压越小。对于该气藏而言,随着气藏压力的降低,井底流压变小,生产压差变小,出砂是不可避免的。

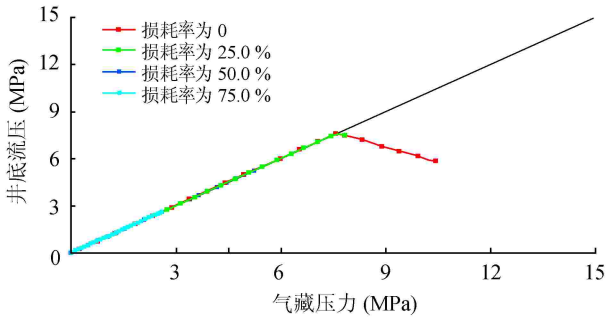


图 3 生产压差随气藏压力损耗率变化图

2.2.2 射孔孔径的变化影响生产压差

图 4 为生产压差随射孔孔径变化而变化图。横轴为气藏压力,纵轴为井底流压。折线为不同的射孔孔径。从图 4 中可以看出,随着射孔孔径的减小,井底流压变小。因此,选择合适的射孔弹类型对于

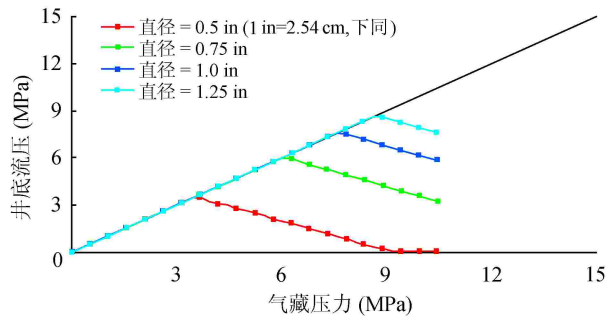


图 4 生产压差随射孔孔径变化图

出砂的防治很重要。

2.2.3 射孔相位的变化影响生产压差

图 5 为生产压差随射孔相位变化而变化图。横轴为气藏压力,纵轴为井底流压,折线为不同射孔相位。随着射孔相位的变化,井底流压会产生变化。因此,正确选择射孔相位对于出砂的防治很重要。

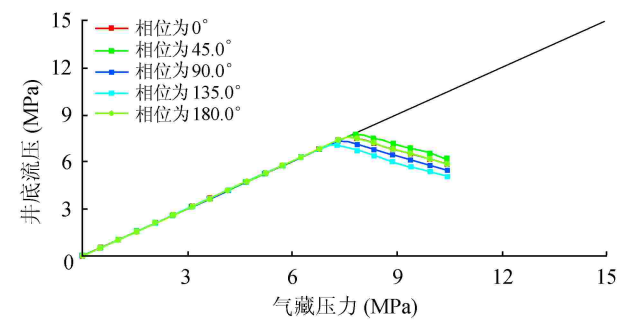


图 5 生产压差随射孔相位变化图

3 结论

1)利用测井资料可以定量计算生产压差,这对于选择合适的完井措施以避免出砂具有重要意义。

2)出砂预测分析表明,涩 4-3-2 井主要的油气层段在原始气藏压力条件下,开采不出砂时的最大生产压差为 10 MPa。由于纵向的物性及岩性差异,纵向上生产压差变化较大。

3)在各种条件变化时,如射孔孔径的变化、射孔相位的变化、气藏压力的变化等,均会使生产压差发生改变。

参 考 文 献

[1] 杨雷,王洪亮,毛尚明,等.破裂压力预测的应用研究[J].新疆石油学院学报,2002,14(4):67-71.

[2] 何生厚,张琪.油气井防砂理论及其应用[M].北京:中国石化出版社,2003.

[3] 何湘清,刘向君,罗平亚,等.地应力和油藏压力对弱胶结砂岩油藏出砂的影响[J].西南石油学院学报,2002,24(2):41-43.

[4] 刘向君,何湘清,罗平亚.井眼倾斜角和倾斜方位对裸眼完井地层出砂的影响[J].西南石油学院学报,2004,26(2):26-28.

(修改回稿日期 2009-05-30 编辑 罗冬梅)