

吉林油田星 119 井二氧化碳酸冻胶 压裂前后测试成果分析

王永河 严明强 米 荣 孟方坤 王世鹏

(吉林油田试油测试公司 吉林松原 138003)

摘要 经对星 119 井的压前、二次压裂后测试资料的试井分析,评价了高能气体压裂和二氧化碳酸冻胶压裂措施效果,确定了压后低产原因是由于储层渗透性差,不是油藏改造工艺问题,从而为该区的下一步勘探和开发提供科学依据。

关键词 压前压后测试 高能气体压裂 二氧化碳酸冻胶压裂 效果评价

前 言

星 119 井位于伊通地堑鹿乡断陷五星构造带星 3 井西 1 号构造,是 2003 年吉林油田一口重点探井,该井的认识与评价,对于该区的下一步的勘探和开发具有重要的战略意义。

星 119 井双三段地层,伊通地堑第一次钻遇 5、4 号层,井段 2570.0 ~ 2582.0 m,厚度 9.6 m,测井解释渗透率分别为 $104 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $36.61 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔隙度为 15.5%,电测结果:油气层。测井解释、录井显示都很好,预示着该区具有良好的油气发展前景。

自 2003 年 8 月,先后对星 119 井 5、4 号层压裂二次,测试三次。本文主要通过压前、高能气体压裂和二氧化碳酸冻胶压裂后测试资料的分析对比,评价了压裂效果,进一步搞清了 5、4 号层储层物性条件,为下步决策提供科学的依据。

测试情况

1. 压裂前测试

2003 年 8 月 4 日采用完井常规 MFE 测试工艺对星 119 井进行测试,工作制度二开二关,测试日产油 0.275 m^3 ,日产气 0.629 km^3 。外推地层压力 23.091 MPa,压力系数 0.9,压力偏低。测试结果:

低产油气层。

依据压力双对数及导数曲线形态特征分析(见图 1),选用均质油藏模型,内边界为全射开井、有井筒储集和表皮效应,外边界为无限大油藏模型进行分析,求得渗透率 $0.018 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,调查半径 6.2 m,说明在测试半径内,渗透性极差。由于测井解释储层物性特别好,该区储层水敏性较强,分析可能是钻井液、压井液的浸入,使储层深部污染堵塞。在选择措施效果时,决定进行井周解堵措施,即进行高能气体压裂。

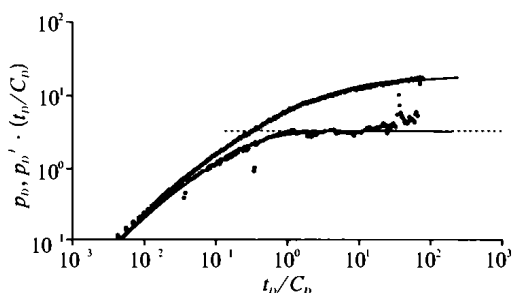


图1 压前压力双对数及导数图

2. 高能气体压裂后测试

2003 年 8 月在对本层进行高能气体压裂后,采用 APR 常规测试,工作制度二开二关,日产油 0.26 m^3 ,日产气 0.607 km^3 ,测试结果:低产油气层。外推地层压力 22.215 MPa,压力系数 0.88。

从关井压力恢复双对数及导数曲线上看(见图 2),在关井 7 h 左右,曲线陡然下降又上升,分析是由于高能气体压裂影响所致,使井周地层产生一个

压实带,压力波在波及此处时,压力恢复速度减慢,当压力波波及到压实带后,恢复速度又加快。从二次测试的压力双对数导数曲线形态看是基本相同的,只是本次比第一次测试时间稍长一些。试井分析结果:渗透率 $0.016 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,测试半径 8.8 m,说明在测试半径范围内,储层渗透性很差。

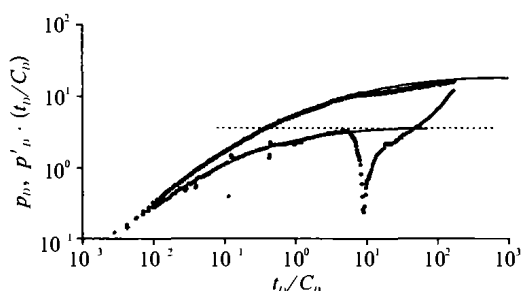


图2 高能气体压后压力双对数及导数图

从高能气体压前压后测得的产量、地层参数对比情况看,基本是一致的,说明高能气体压裂对本层没有达到预期效果。

为了能够认清储层,在研究该区储层性质、岩石性质等资料的基础上,于 2003 年 10 月 18 日进行 CO₂ 酸冻胶压裂,压裂情况见表 1。

表 1 CO₂ 酸冻胶压裂情况

施工 压力 /MPa	停泵 压力 /MPa	支撑 剂	排量 /(m ³ /min)	前置液		携砂液		替置液		砂量 /m ³	总砂 液比 /%	冻胶 砂液比 /%
				冻胶	CO ₂	冻胶	CO ₂	冻胶	CO ₂			
55~68	44.3	陶粒	3.5	33.6	30.3	41.4	24	9.9	1.7	8.49	14.3	20.5

星 119 井压后采用压后直接快速返排技术及液氮助排等压后排液求产方法。压后放喷出液 30.7 m³,38 h 共排液 57.7 m³,其中油为 5.1 m³;总共排液 78.3 m³(油 19.69 m³,水 56.84 m³),计算返排率 53%。管柱内动液面下降,储层供液不足。

3. CO₂ 酸冻胶压裂后试井

CO₂ 酸冻胶压裂后采用 7 mm 油嘴、16 mm 孔板测气,平均流压为 7.912 MPa,日产气 1.93 m³,后地面关井测压力恢复。地层压力为 21.323 MPa,压力系数 0.84,压力偏低。

绘制的压力双对数导数及曲线形态如图 3 所示。

从图 3 可以看出,在早期的井储和过渡段后,一直呈现双轨道状,反映出压裂见效地层曲线特点,压裂在井周已造成长缝,以陶粒为支撑剂的裂缝导流能力很大,地层向裂缝存在供液不足的问题,在关井 23.6 d 时间里,地层仍未出现拟径向流动,说明压

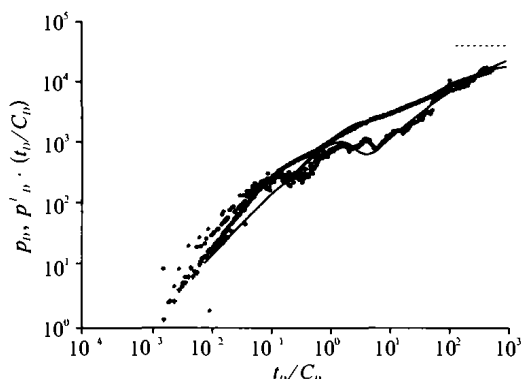


图3 CO₂酸冻胶压后压力双对数及导数曲线

力波在地层中传播速度很慢,储层物性较差。

结论及认识

1. 试井是直接有效求取储层参数的技术手段之一,测试结果可以修正测井解释的误差。

2. 高能气体压裂对特低渗透储层或致密气层的改造效果不理想,只能对井周地层起到压实作用,不能达到改善储层的目的。

3. CO₂ 酸冻胶压裂后试井解释可以采用有限导流垂直裂缝模型,其压力双对数及导数曲线形态呈双轨道状,从其压力曲线形态特点可以定性地判断压裂对储层的改造程度。

4. 通过压前压后试井评价可以分析影响油气井产能的主要因素。若是工艺存在问题,可以通过优化压裂工艺及技术参数进一步提高产能;若是压裂已形成了具有较高导流能力的裂缝,对储层进行了较好的改造,而油井仍未达到工业油流时,应从解释所得到的参数,正确地评价储层物性情况,科学地认识储层,为指导该区下一步勘探开发提供科学的依据。

参 考 文 献

- 1 《试井手册》编写组. 试井手册. 北京:石油工业出版社, 1991
- 2 [美]米卡尔 J 埃克诺米得斯,肯尼斯 G 诺尔特著,张保平,蒋圆,刘立云,张汝生,等译. 油藏增产措施. 北京:石油工业出版社,2002.4
- 3 《中国油气井测试资料解释范例》编写组. 中国油气井测试资料解释范例. 北京:石油工业出版社,1994