

Application Analysis of Secondary Sand Addition Process in Dongsheng Gas Field

Peng Chen

Research Institute of Engineering Technology, SINOPEC North China Oil and Gas Company, Zhengzhou, Henan, 450006, China

Abstract

Some blocks in Dongsheng gas field have poor interlayer conditions and developed lower water layers. Conventional fracturing can easily communicate with water layers, resulting in high fracture height and low fracture support efficiency, which affects the fracturing effect. However, the conventional fracturing methods that control the fracture height have certain limitations. Therefore, the high technology of secondary sand addition and water control proppant fracturing control was studied and applied. Water control proppant was used as the sinking agent, and water blocking agent was used to block the lower water layer, changing the path of reservoir fluid flow in the reservoir. Optimization studies were conducted from the aspects of secondary sand addition ratio and pump stoppage time, thus determining the key parameters for secondary sand addition fracturing construction. The fracturing results indicate that the fracture height has been effectively controlled, increasing the sand concentration in the reservoir fractures and achieving the goal of controlling water and increasing gas while avoiding communication with the water layer.

Keywords

secondary sanding; Dongsheng Gas field; water control proppant; sand laying concentration

二次加砂工艺在东胜气田的应用分析

陈鹏

中国石化华北油气分公司石油工程技术研究院, 中国·河南 郑州 450006

摘要

东胜气田部分区块隔层条件差, 下部水层发育, 常规压裂改造易沟通水层, 导致缝高过高, 裂缝支撑效率低, 影响压裂效果, 而普遍采用控制缝高度的压裂方法都具有一定的局限性。因此, 研究并应用了二次加砂+控水支撑剂压裂控缝高技术, 采用控水支撑剂作为下沉剂, 采用堵水剂封堵下部水层, 改变储层流体在储层当中所流经的路径, 分别从二次加砂比例、中途停泵时间等方面进行了优化研究, 从而确定了二次加砂压裂施工的关键参数。压裂结果表明, 缝高得到了有效控制, 提高储层缝内铺砂浓度, 在避免沟通水层的同时达到控水增气目标。

关键词

二次加砂; 东胜气田; 控水支撑剂; 铺砂浓度

1 引言

东胜气田主力气藏盒1段部分区域底水发育, 储层气水层间遮挡层较薄或无有效遮挡, 压裂改造过程中极易压穿隔层, 从而沟通水层, 同时下部水层易通过纵向天然裂缝沟通上部气层, 后期生产过程中下部底水通过裂缝快速锥进, 导致气井出水, 产气量降低。

【基金项目】中国石化科技项目“提高单井产能压裂关键技术”(项目编号: P23156-4)。

【作者简介】陈鹏(1983-), 男, 中国河南西平人, 硕士, 助理研究员, 从事油气藏增产与测试技术研究。

2 缝高影响因素分析

对于天然气储集层水力压裂改造, 从压裂工艺设计的要求出发, 要求裂缝仅局限在生产层内而不允许裂缝穿过隔层延伸进别的高渗层中去, 特别是针对垂直裂缝, 就要求对裂缝的高度进行有效的控制, 通过数值模拟确定缝高影响因素。

2.1 储隔层应力差

储隔层应力差是控制压裂裂缝高度增长的主要影响因素。通过模拟不同储隔层应力差下的缝高延伸情况进行对比分析。研究表明: 裂缝高度随储隔层应力差值的增大而减小当储隔层应力差小于4MPa时缝高不易控制, 容易压穿隔层, 当储隔层应力差大于6MPa时, 缝高被控制在隔层内。

2.2 储隔层厚度

为了研究储层厚度对裂缝穿层的影响, 分别模拟了储

层厚度 5~25m 条件下,缝高延伸情况。研究结果表明:当储层厚度小于 10m 时,缝高容易穿透隔层;当储层厚度大于 10m 时,缝高被控制在隔层以内,缝高随储层厚度增大而增大。同时分别模拟了隔层厚度 2~10m 条件下,缝高沿伸情况。研究结果表明:裂缝高度随隔层厚度的增大而减小;当储层应力差小于 4m 时缝高不易控制,容易压穿隔层,当隔层厚度大于 6m 时,缝高被控制在隔层内,当隔层厚度大于 8m 时,缝高不易压穿隔层。

2.3 杨氏模量

为了研究储层杨氏模量对裂缝穿层的影响,在区块平均参数模型的基础上,分别设置储层最小杨氏模量值 12.8GPa 和隔层最大杨氏模量值 25.9GPa,模拟不同储层杨氏模量差值情况下裂缝延伸分布。研究结果表明:储层杨氏模量差值并不是影响隔层缝宽变化的主要因素,隔层缝宽的缩小主要来源于较小的储层杨氏模量值;杨氏模量较小的储层,人工裂缝穿过隔层时缝宽突变减小,人工裂缝穿层能力较弱;隔层杨氏模量变化时,隔层中人工裂缝缝宽变化不大,对人工裂缝穿层影响不大。

2.4 施工排量

为了研究施工排量对裂缝穿层的影响,分别模拟了施工排量 2~6m³/min 条件下,缝高延伸情况。研究结果表明:缝高随施工排量增大而增大,当施工排量小于 3m³/min 时,缝高随排量增大而迅速增大,排量 3~4m³/min 时,缝高增长减缓;当排量大于 4m³/min 时,缝高随排量增大而迅速增大,但增速低于 2~3m³/min 时。

高排量施工压裂有助于人工裂缝在高度方向上的延伸和隔层中最小缝宽的增加,达到穿层压裂的储层改造要求,但在排量穿层临界点附近存在一个最优排量,来满足穿层压裂和裂缝参数优化设计的共同要求,需要根据具体单井储层情况,结合水平井分段压裂模拟计算来确定其具体数值。

2.5 施工液量

为了研究入地液量对裂缝穿层的影响,在区块平均参数模型的基础上,分别模拟了入地液量 100~450m³/min 条件下,缝高延伸情况。研究结果表明:缝高随入地液量增大而增大;但缝高增长并不是无限的,缝高增速逐渐减缓,因此存在最优值,压裂设计需要对入地液量进行合理优化。

2.6 压裂液粘度

在考虑薄土层影响的情况下,考虑储层应力差为 8MPa,以 2m³/min 排量注入施工总液量 285m³,分别模拟压裂液视粘度为 12mPa·s、60mPa·s、110mPa·s、200mPa·s、300mPa·s 时的裂缝扩展情况。研究结果表明:高粘度的压裂液容易导致人工裂缝在高度方向上的延伸和隔层中最小缝宽的增加,同时有助于支撑裂缝尺寸的增加,在地层温度条件下粘度小于 60mPa·s 的压裂液不利于裂缝穿层延伸,综合缝高及缝长扩展情况,杭锦旗区块穿层压裂应考虑使用粘度介于 60~100mPa·s 粘度的压裂液体系进行控缝高压裂作

业施工。

3 二次加砂参数优化

3.1 二次加砂原理

二次加砂技术是在压裂过程中,完成第一级加砂后停泵,待裂缝闭合后,开始进行第二级加砂,每级加砂都是相对独立完整的泵注过程。支撑剂沉到裂缝底部,在裂缝周围产生应力集中,同时降低了压裂液滤失,提高了第二阶段压裂液的造缝效率。由于受裂缝上下端部应力集中的影响,尤其是下部沉淀的支撑剂影响,水力裂缝垂向延伸受阻,迫使水力裂缝向宽度及长度方向扩展,形成一条较宽的高导流能力的支撑裂缝。

3.2 二次加砂比例优化

将二次加砂比例定义为第二次加砂量与第一次加砂量的比值,利用压裂分析软件 FracproPT 分别模拟 J1 井盒 1~3 层(砂厚 33m)不同加砂比例下的裂缝形态,以优化缝高和缝宽为目标,优化二次加砂比例为 60%~70%。不同比例二次加砂模拟结果如表 1 所示。

表 1 不同比例二次加砂模拟结果

模拟裂缝参数	二次加砂比例 (%)						
	20	30	40	50	60	70	80
支撑缝 (m)	182.3	178.5	174.6	170.2	167.4	165.4	171.6
支撑缝 (m)	38.5	37.6	36.8	36.2	35.7	35.4	35.1
支撑缝 (mm)	3.85	4.12	4.22	4.35	4.47	4.52	4.58

3.3 堵剂加注用量优化

工艺设计上以提高裂缝长度为设计目标,不考虑缝高失控沟通底水层的影响;通过二次加砂工艺,在沟通下部水层的裂缝内,注入遇水固结堵剂,阻挡储层内水流入裂缝,遇气溶解,避免对封堵材料对储层的影响。

“堵剂+支撑剂”混合物的用量等于水层中人工裂缝的体积,按照缝长 150m,水层厚度 6m,计算暂堵剂用量;将封堵剂装入混砂车的漏斗中,由混砂车的绞轮输送至混砂罐内,其中一个混砂绞轮输送堵剂,另一个绞轮输送支撑剂,可精确控制堵剂浓度和用量。优选全程加注模式,可使堵剂分布在较长裂缝区域,沉降之后便能有效封堵最终压裂裂缝的底部,实现底水的封堵。

3.4 停泵时间优化

停泵关井时间 \approx 堵剂下沉时间 \approx 缝高/沉降速度,通过建立堵剂沉降模型,优化停泵时间。停泵关井时间过短,堵剂还未完全沉降就被重新冲刷悬浮;停泵关井时间过长,堵剂已固结并被主压裂泵压损伤。

沉降速度受破胶液粘度的影响极大,低粘度下沉降速度远高于高粘度,堵剂密度越大、沉降速度越大。相同缝高下,1.15g/cm³堵剂沉降时间较长(是高密度沉降时间的 1.5~2 倍),其他高密度堵剂沉降时间较为接近。单颗粒沉降速度通过校正得到最终沉降速度。不同破胶液粘度下堵剂沉降速

度如图1所示,不同缝高下的沉降时间如图2所示。

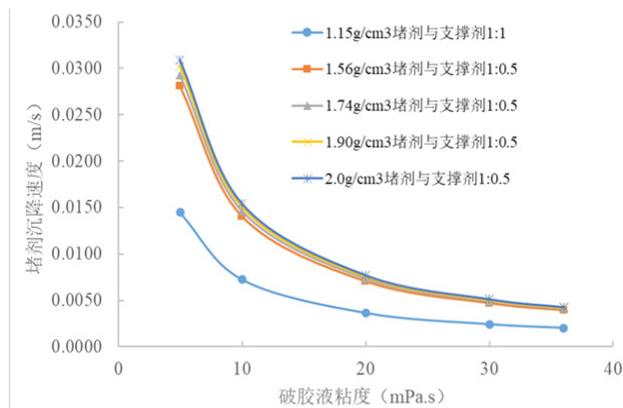


图1 不同破胶液粘度下堵剂沉降速度

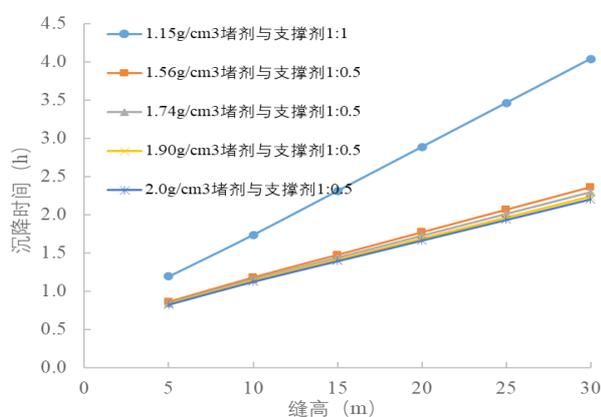


图2 不同缝高下的沉降时间(破胶液中沉降)

堵剂在破胶液沉降时间小于基液,综合携带堵剂能力、沉降时间,在堵水阶段采用冻胶携带堵剂;20m缝高在破胶液中的优化关井停泵时间约2h。

3.5 二次加砂现场试验

J1井储层埋藏深度2030m,储层砂体厚度18m,气层孔隙度15.5%,渗透率1.32mD,含气饱和度50.0%。本井下隔层厚度2m,应力差值小,缝高控制难度大,易沟通下部水层,设计采用二次加砂工艺进行储层改造,第一次加砂采用40/70目陶粒,第二次加砂采用控水支撑剂,通过低

粘液起裂+变排量控制缝高,控水支撑剂实现阻水增气。J1井现场施工第一次施工排量4.0m³/min,加入陶粒支撑剂21m³,第二次施工排量4.0m³/min,加入控水支撑剂38m³,施工顺利。压后日产气1.1万方,日产液0.9方,达到了增气控水的目的。

4 压后拟合分析

利用压裂分析软件FracproPT对J1井停泵曲线进行了G函数分析和裂缝净压力拟合。

G函数分析结果表明:在停泵阶段末期出现拐点,此时裂缝已闭合,闭合压力为33.56MPa,梯度为0.013MPa/m,隔层闭合应力35.6MPa,储隔层应力差2MPa,闭合时间为118.2min,原胶液造缝效率49.8%,净压力7.7MPa。

依据支撑剂沉降规律计算该井18m储层厚度支撑剂沉降时间为108min,在裂缝闭合时间内实现了支撑剂完全沉降,从而在裂缝底部形成了人工隔层。

第一次加砂裂缝净压力拟合结果:裂缝长度156.3m,缝高29.3m,上缝高11.59m,下缝高17.7m,缝高穿透盒2-1层时间为9min,液量为24m³。

第二次加砂裂缝净压力拟合结果:裂缝长度183.3m,缝高34.7m,上缝高17.18m,下缝高17.5m,隔层应力差增大4.8MPa。与偶极声波测井缝高监测结果基本一致,均未穿透盒1-4层隔层。

参考文献

- [1] 卢修峰,王杏尊,吉鸿波,等.二次加砂压裂工艺研究与应用[J].石油钻采工艺,2004,26(4):57-61.
- [2] 王宇宾,刘建伟.二次加砂压裂技术研究与实践[J].石油钻采工艺,2005,27(5):81-85.
- [3] 刘力铭,郭建春,卢聪,等.二次加砂压裂技术在樊131区块樊134-1井的应用[J].油气地质与采收率,2014(1):107-110.
- [4] 李宪文,唐梅荣,陈宝春,等.特低渗厚油层多级加砂压裂工艺试验[J].石油钻采工艺,2010,32(3):68-71.
- [5] 徐兵威,王世彬,刘城成.致密低渗底水气藏控水二次加砂压裂技术研究与应用[J].油气藏评价与开发,2022(4):12.
- [6] 谷文彬,裴玉彬,赵安军,等.人工隔层技术在控缝高压裂井中的应用[J].石油钻采工艺,2017,39(5):6.