

苏里格气田储层改造工艺分析

杨健¹ 陶建林² 陈郢²

(1.四川石油管理局油气合作开发部 2.四川石油管理局苏里格第三项目经理部)

杨健等.苏里格气田储层改造工艺分析.天然气工业,2007,27(12):96-98.

摘要 苏里格气田的储层连续性较差、含气砂体变化快、非均质性强,具有低孔、低渗、低压、低丰度、低产的特点,储层改造工艺的难度较大。在几年的勘探开发中,通过不断的研究、试验和现场应用,摸索总结出一套基本适应于苏里格气田的储层改造工艺,现场施工后取得了一定的效果。为此,从储层保护、射孔、加砂压裂特别是加砂压裂的规模、压裂液的配方、支撑剂选用、施工参数的确定、排液制度等多个方面对这套工艺进行了介绍,并以现场的施工情况和结果来加以分析和佐证,最后对苏里格气田的下一步储层改造工作提出了建议。

关键词 苏里格气田 储集层 压裂 工艺 应用

一、储层改造前的基本情况

1. 钻井的显示情况

苏里格气田具有典型的低压、低渗特点,在钻井过程中基本上不能见到直接明显的油气显示,只是在录井资料和测井资料上解释其产层为气测异常。

2. 井身结构

从综合成本角度考虑,苏里格气田普遍设计为直井。井身结构一般是:用 $\varnothing 311.2$ mm的钻头开眼, $\varnothing 244.5$ mm的表层套管下至井深约500 m,再用 $\varnothing 215.9$ mm的钻头钻至设计井深,全井下入 $\varnothing 139.7$ mm的油层套管。完井采用射孔方式。

二、储层改造工艺及分析

1. 射孔

(1) 产层保护措施

苏里格气田主产层的胶结物类型多样,有泥质杂基、铁方解石、菱铁矿、铁白云石、硅质、凝灰质、绿泥石、伊利石、高岭石等,总胶结物含量一般不超过15%。为尽量减少水敏性矿物的影响,在射孔前全井替入KCl溶液。从岩心配伍性试验结果的曲线图(图1-a)可以看出,KCl液的浓度在3%时渗透率出现拐点,说明该浓度的KCl溶液对岩心中的泥质胶结物防膨效果较佳,而当KCl液的浓度再增加时,防膨效果没有显著的改变,因此现场一般使用3%的KCl溶液。

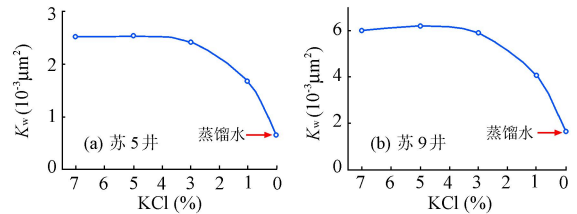


图1 苏里格气田岩心与KCl溶液配伍性试验曲线图

在使用KCl等防膨类溶液保护产层时,应先与岩心进行配伍性试验,确定较佳的保护液浓度,并且选择较好的配液材料等,以保证效果和经济成本。

(2) 射孔作业

1)射孔方式。由于气藏的平均压力系数仅为0.87,低于清水静液柱压力,射孔后井口普遍无显示,在苏里格气田一般使用电缆传输正压射孔方式。

2)主要的射孔参数。使用102型射孔枪,装127弹,布孔方式为 60° 相位螺旋布孔。

选择这套射孔方式和参数的目的,是既能降低射孔成本,又尽可能地充分暴露产层,为下一步实施的加砂压裂减小难度、创造较好的施工条件。

2. 加砂压裂的基本工艺

(1) 加砂压裂的规模

对苏里格气田的主要思路是适度规模的加砂压裂改造。长庆油田根据气藏的地质特点,在假定储层分布连续、均质的条件下,考虑不同的储层物性、储层的不同有效厚度、砂体宽度及井间距等因素,提

出了指导性的加砂裂缝半长及相应的加砂规模(见表1)。

表1 长庆油田加砂裂缝半长及相应的加砂规模数据表

层厚 (m)	地层渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 (%)	裂缝半长 (m)	加砂规模 (m^2)
<5	0.1	6	120~150	18~20
	0.5	9	90~120	15~18
	1.0	11	<90	<15
5~10	0.1	6	150~200	25~30
	0.5	9	100~150	20~25
	1.0	11	90~120	15~20
>10	0.1	6	230~300	30~40
	0.5	9	150~230	25~30
	1.0	11	100~150	20~25

由于苏里格气田的储层呈现整体横向的非均质性,现场具体的加砂规模要综合考虑待施工井的产层物性及各种可能的具体影响因素后再最终确定。

(2)压裂液体系

自2000年苏里格气田进入较大规模的勘探与评价阶段后,经过几年的室内研究和现场试验,确定了与苏里格气田的产层具有较好配伍性的水基压裂液体系,针对产层特性,主要从3个方面重点进行了针对性的强化工作:一是使用温度稳定剂,提高压裂液高温时的高黏延续时间,进而提高压裂液体系整体的高温抗剪切性能;二是采用延迟破胶技术,减少压裂液的滤失,提高压裂液体系的造缝及携砂性能;三是优化筛选黏土稳定剂,保证黏土微粒固化的长效性。

1)压裂液基液配方为:0.55%羟丙基胍胶+0.5%CF-5E(助排剂)+0.1%KCl+0.1%~0.25%NaCO₃(pH调节剂)+0.1%硫代硫酸钠(温度稳定剂)+0.3% COP-1(有机黏稳剂)+0.5% YFP-2(起泡剂)+清水。配制出的基液黏度大于54 mPa·s。

2)压裂液的主要性能为:延迟交联时间在1.5 min以上;抗剪切性能是120℃、170 s⁻¹连续剪切120 min,黏度大于100 mPa·s;破胶性能是在不同温度和破胶剂加量的条件下能彻底破胶,胶液黏度小于10 mPa·s;滤失性能是在110℃、3.5 MPa条件下的滤失系数为 $9.59 \times 10^{-4} \text{ m/min}^{0.5}$;对石盒子组储层平均岩心伤害率要小于22.9%;配液水质要求pH值6.5~7.5,机械杂质小于0.1%。

为了减少压裂液破胶后的残渣以便进一步地降低压裂液对储层的二次伤害,曾经进行了优化调试

压裂液性能的尝试,将羟丙基胍胶浓度下调到0.5%,但现场实际应用时连续几口井加砂施工发生砂堵。分析认为可能的原因是,由于苏里格气田的产层较深(3000~3400 m),产层温度较高(约110℃),当胍胶浓度被调低后,压裂液不能确保有足够的携砂能力,导致有可能在加砂压裂过程中出现过早脱砂、造成砂堵。

(3)支撑剂的使用

在苏里格气田产层的闭合压力下,综合考虑支撑剂的性能、导流能力、成本、悬浮能力及其他的因素,支撑剂一般选用20/40目、体积密度1.71 g/cm³、承压强度52 MPa的陶粒。从加砂压裂后的排液情况看,出砂不严重,说明人工裂缝对支撑剂的夹持能力较强、压裂液的破胶较为彻底。因此没有专门采用其他的提高支撑剂在人工裂缝中固定强度的工艺措施,如在加砂压裂中后期加入纤维类物质(纤维+支撑剂工艺技术)或(和)加入树脂涂层支撑剂粘结固型等。

(4)加砂压裂工艺

1)单层(合层)加砂压裂

下入 $\varnothing 73 \text{ mm}$ 油管进行油管内单层(合层)加砂压裂;对砂体较厚的产层,下入 $\varnothing 60.3 \text{ mm}$ 油管进行环空加砂或者油套同时加砂压裂。

2)不动管柱连续分层加砂压裂

主要使用的封隔器为Y241型可洗井封隔器。2层分层加砂的管柱结构一般为(自下而上):座封球座+Y241封隔器+喷砂滑套+Y241封隔器+油管+安全接头+压井洗井开关+伸缩补偿器+油管+油补距(见图2)。进行3层或者4层分层加砂压裂施工时,则相应增加封隔器+喷砂滑套的数量。2006年在苏5-5-29井已经成功地完成了4层分层加砂压裂作业施工。

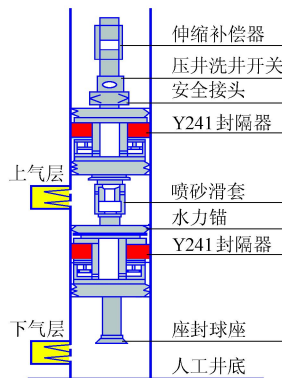


图2 Y241封隔器2层分压合采管柱示意图

有时也使用 Y344 型或者 Y221 型封隔器,其管柱组合形式与 Y241 型封隔器管柱基本相似。现在,苏里格气田的大部分井采用分层加砂压裂合层开采工艺。

(5) 加砂压裂施工参数的确定。

1) 推荐的施工参数

通过软件模拟,结合苏里格气田的现场加砂压裂施工经验,总结出不同类型储层的施工排量、砂比等参数(见表 2)。

表 2 针对不同类型储层推荐的施工参数

储层类型	压裂方式	排量(m^3/min)	砂比(%)
I	单层(合层)压裂	3.5~5.0	25~30
	分层压裂	2.8~3.2	25~28
II	单层(合层)压裂	3.5~5.0	25~28
	分层压裂	2.8~3.2	25~28
III	单层(合层)压裂	3.5~5.0	25~28
	分层压裂	2.8~3.2	25~28

2) 现场的经验

分层压裂时,除了最上部的一个产层外,下部产层加砂时的排量一般控制在 $2.6 \text{ m}^3/\text{min}$ 以内,目的是为了确加砂压裂形成的人工裂缝在产层中的延伸长度,避免排量偏大撕开产层上下的盖(隔)层,也是为了避免施工过程中出现砂堵,确保施工成功。对于砂体较厚、连续性较好的单产层,为了保证较理想的人造裂缝的长度、宽度、高度,提高人工裂缝的渗流面积,一般采取环空加砂的方式以尽可能地有效改造产层。如苏 5-16-31D 井的产层砂体厚度达 54m,整体物性较好,砂体上下段泥岩封隔条件好,在加砂压裂时,采取下入 60.3 mm 油管环空加砂的方式,施工时排量最高达 $5.5 \text{ m}^3/\text{min}$,砂比 28%,最终获工业气流。

(6) 排液

1) 液氮助排

苏里格气田的主产层盒 8 段和山 1 段均属于低压气藏,加砂压裂后仅靠产层的自身能量难以实现快速彻底地排出残液,故在加砂压裂时均采用施工全程混注液氮的措施,设计的液氮排量一般为 $150\sim 230 \text{ L}/\text{min}$,较大排量的液氮注入可以增加返排时的能量,确保加砂施工结束后排液的速度和效果。

2) 加砂压裂后的排液制度

遵循及时、快速排液的原则。加砂结束后,一般是使用 $\varnothing 4 \text{ mm}$ 油嘴开始放喷排液,低于闭合压力或

者放喷口不出砂后,视出口的液量情况改用 $\varnothing 5\sim 10 \text{ mm}$ 的大油嘴,见气后再逐渐换小油嘴。如果不能自喷,及时进行人工抽汲,尽量减少液体在地层中的滞留时间。

三、认识与建议

(1)自 2000 年以来,经过多次的室内试验、现场应用和反馈调整等,所形成的这套储层改造工艺基本上能满足苏里格气田低成本、实现经济有效开发的战略目标,几百口井在储层改造后获得了工业性的天然气流。

(2)对这类低孔、低渗、低压、低丰度、低产的致密岩性气藏,从整体上来看,其储层连续性较差、横向变化较大,但其同一套砂体内部的物性相对较为均质且存在裂缝的可能性很小。为了达到高产、稳产的目的,应有选择地尝试设计较大的加砂规模,并根据储层的特性合理优化组合泵压和排量等参数,进行大规模改造和精细改造储层相结合的工作,致力于造人工长缝,以追求裂缝长度、增大渗流面积并尽可能增加砂体间的连通率为目标。

(3)虽然苏里格气田储层的整体连续性较差,加砂压裂改造的参数变化较大,但是在一定范围内的储层仍然具有可类比性,可以划分成较小的区域分别进行总结,以优化后的组合施工参数指导今后的加砂压裂工作。

(4)苏里格气田纵向上多产层、产层厚薄不均、产层与隔层间的应力差不大,加砂压裂形成的裂缝高度无法确定,设计泵压、排量等压裂参数组合时只能依靠经验。建议考虑在每个区块选择具有代表性的井进行加砂压裂人工裂缝高度的检测试验工作,如采用同位素示踪剂测井检测技术、流体井温测井技术、偶极声波测井的方法优选等,用以确定或计算人工裂缝高度,进而反推出合理的泵压和排量等施工参数,实现施工参数与储层间的匹配,最终达到高效改造储层的目的。

参 考 文 献

- [1] 李志刚,李子丰,郝蜀民,等. 低压致密气藏压裂工艺技术研究与应[J]. 天然气工业, 2005, 25(1): 96-99.
- [2] 赵振峰,王小朵,张燕明,等. 苏里格气田压裂液体系的改进与完善研究[J]. 钻采工艺, 2006(2).
- [3] 任山,王世泽,林永茂,等. 洛带气田遂宁组气藏优化设计[J]. 钻采工艺, 2007(2).

(收稿日期 2007-10-17 编辑 韩晓渝)