

苏里格气田储层改造的“三封四压”配套技术*

郑云川¹ 陶建林² 陆灯云¹ 叶登胜¹ 沈建国¹

(1.四川石油管理局井下作业公司 2.四川石油管理局苏里格第三项目经理部)

郑云川等.苏里格气田储层改造的“三封四压”配套技术.天然气工业,2007,27(12):102-104.

摘要 苏里格气田储量丰富,但由于属非均质性极强的致密砂岩气田,呈现出典型的“低渗、低压、低丰度、低产”等特征,经济有效开发的难度非常大,其难动用程度已成为重大难题。为此,针对苏里格气田的“四低”特点,以苏5、桃7区块为攻关对象,从地质分析和工艺研究出发,在掌握储层物性特点的基础上,以“适度规模”压裂理论为裂缝参数的优选原则,以净压力拟合为裂缝延伸的预测手段,以“三封四压”为分层压裂工艺,以支撑剂段塞冲刷为降低近井摩阻的措施,以全程氮气混注为增能助排方法,建立了一套适合该气田储层改造的压裂配套技术。

主题词 苏里格气田 储集层 压裂 规模 压力 配套 技术

苏里格气田属于非均质性极强的致密岩性气田,呈现出典型的“低渗、低压、低丰度、低产”特征,经济有效开发的难度非常大,水力压裂已成为苏里格气田投产的必要措施。

一、“适度规模”压裂原则

1.人工裂缝气井产能预测解析模型

Russell D G^[1]用压力平方关系推导了不同生产时间的天然气产量计算方程为:

$$q_g = 1193.95 \frac{Kh(p_i^2 - p_{wf}^2)}{\mu_k Z_g T} \times \left[\log t + \log \frac{K}{\phi \mu_k \alpha (r_w e^{-S_r})^2} - 2.1 + 0.869S \right] \quad (1)$$

式中: q_g 为天然气产量, m^3/d ; K 为储层渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; h 为储层厚度, m ; μ_k 为地下天然气黏度, $mPa \cdot s$; Z_g 为天然气压缩因子; T 为储层温度, $^{\circ}R$ ($1 K = \frac{5}{9}^{\circ}R$); p_i 为油藏原始地层压力, MPa ; p_{wf} 为井底流动压力, MPa ; t 为生产时间, h ; ϕ 为孔隙度; α 为综合压缩系数, $1/MPa$; r_w 为井眼半径, m ; S 为表皮系数。

Gringarten A C & Ramey A J^[2]通过大量施工和生产数据统计建立了等效井眼半径的人工裂缝气井产能预测解析模型:

$$q_g = 1193.95 \times \frac{Kh(p_i^2 - p_{wf}^2)}{\mu_k Z_g T} \times$$

$$\left[\log t + \log \frac{K}{\phi \mu_k \alpha (r_w e^{-S_r})^2} - 2.1 + 0.869S \right] \quad (2)$$

考虑压裂后初期有限裂缝导流能力的双线性流特征,Cinco-Ley和Samaniego^[3]用图解法提出了描述视表皮系数(S_r)的表达式:

$$S_r = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.065u^2 + 0.005u^3} - \ln \frac{x_f}{r_w} \quad (3)$$

式中: $u = \ln(F_{CD})$; F_{CD} 为无因次裂缝导流能力; x_f 为裂缝半长, m 。

2.“适度规模”的分析方法

苏5、桃7区块储层基质渗透率为 $0.025 \times 10^{-3} \sim 4 \times 10^{-3} \mu m^2$,有效砂体宽度 $50 \sim 200 m$,长度 $500 \sim 2000 m$,地层压力系数为 0.87 ,闭合应力梯度为 $0.013 \sim 0.015 MPa/m$ 。储层按孔隙度大小分为3类:I类储层, $\phi > 12\%$; II类储层, $7\% < \phi < 12\%$; III类储层, $5\% < \phi < 7\%$ 。

对于不同类型储层在不同的裂缝参数下进行产能模拟,输入参数如表1所示。

产能模拟结果如图1-a、b、c所示。其计算分析表明:III类储层缝长对产能影响远大于裂缝导流能力对产能的影响,II类储层缝长对产能的影响相对于裂缝导流能力的影响而言减弱,I类储层增加缝长对产能的影响不大,增加裂缝导流能力则可更高的提高气井的产能。闭合压力为 $45 MPa$ (测试压裂

* 本文为四川石油管理局“苏里格气田增产改造先导性实验研究”重点科技攻关项目的成果。

作者简介:郑云川,1978年生,博士;现从事油气藏增产技术研究工作。地址:(610051)四川省成都市二环路北四段瑞丰巷6号。电话:13981847761。E-mail:yunchuanzheng@163.com

表1 苏5、桃7区块用于产能模拟的主要储层参数表

参数	Ⅲ类储层	Ⅱ类储层	I类储层
孔隙度 (%)	5~7	7~12	>12
平均渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.05	0.5	1
地下天然气黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	0.018	0.018	0.018
天然气压缩因子	0.86	0.86	0.86
储层温度 ($^{\circ}\text{R}$)	686	686	686
储层压力 (MPa)	29	29	29
储层厚度 (m)	20	20	20
综合压缩系数 ($1/\text{MPa}$)	0.0029	0.0088	0.0128
井深 (m)	3200	3200	3200
生产压差 (MPa)	10	10	10
裂缝导流能力 ($\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$)	20(30)	20(30)	20(30)

分析结果)下,铺砂浓度为 $4.87 \text{ kg}/\text{m}^2$ 的陶粒支撑裂缝导流能力为 $40 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,Ⅲ类储层 100 m 的裂缝无因次导流能力为 20,200 m 的裂缝导流能力为 10;Ⅱ类储层 100 m 的裂缝无因次导流能力为 2,200 m 的裂缝无因次导流能力为 1。所以较低的铺砂浓度已经完全满足Ⅲ类储层地层供给和裂缝导流的需要,对此类储层的增产以较低铺砂浓度和尽量增加支撑裂缝缝长为出发点。由于压裂液不可避免地对支撑裂缝存在伤害,所以Ⅱ类储层压裂需要更高的铺砂浓度;Ⅰ类储层不再以增加支撑缝长为出发点,在 100 ~ 200 m 的缝长下提高铺砂浓度及提高裂缝导流能力将起到更好的增产效果。

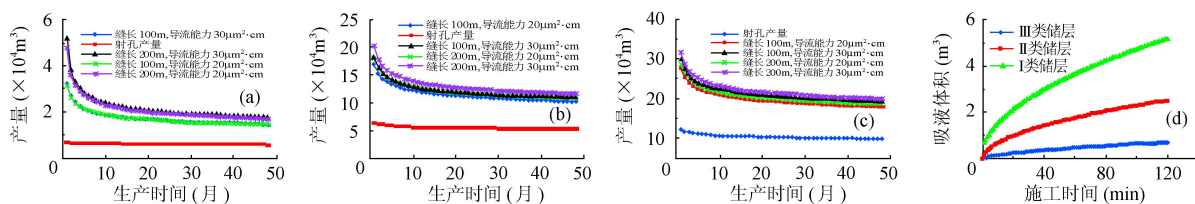


图1 各类储层不同裂缝参数下压后产量预测图及注入液体体积与施工时间的关系图

3. 试采效果

苏5、桃7区块2006年压裂施工试验结果表明,加砂强度以单层砂体厚度计算,用砂强度在 $1.5 \sim 2.5 \text{ m}^3/\text{m}$ 可以获得较好的增产效果。截至2006年11月18日,30口井的测试统计显示,单井测试产量 $0.50 \times 10^4 \sim 12.56 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均 $2.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;无阻流量 $1.96 \times 10^4 \sim 77.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均 $17.58 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;累计测试产量 $84.88 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,无阻流量 $581.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

二、“三封四压”工艺

单井多层的特点使得苏里格气田储层改造必须采用分层压裂。在分层压裂时,为简化压裂管柱和节约成本,笔者试图去掉最上层封隔器,实现一封两压、两封三压、三封四压具有挑战性和创新性的压裂工艺。下面就从压裂管柱、井下工具及地层条件来分析这种工艺的可行性。

1. 压裂管柱及井下工具工作安全性分析

以井口限压压力(70 MPa)下的井底压力为封隔器的最高工作压力,用不同排量下光油管压裂的实测管柱摩阻数据计算和校正井底压力,可得到不同排量下的管柱摩阻及封隔器工作压差。以 $\varnothing 73 \text{ mm}$ 油管注入,排量在 $2 \sim 4 \text{ m}^3/\text{min}$ 之间无平衡压力下封隔器的工作压差范围为 $38.1 \sim 54.8 \text{ MPa}$ 。

苏5、桃7区块所使用的Y241封隔器的最大工作压力差为75 MPa,N80和J55油管的抗内压强度分别为74.3 MPa和51.0 MPa,因此,施加10~20 MPa的平衡压力足以使压裂管柱和封隔器处于安全工作状态。

2. 平衡压力下地层吸液能力分析

在去掉上封隔器施加平衡压力时,由于最上面的压裂层已经射孔,如果地层吸液能力过大,则平衡压力无法施加或者会向产层注入过多的液体而对地层造成伤害。

注入流体与地层流体存在黏度差时地层的吸液能力可用下式计算^[4,5]:

$$q = \frac{2\pi ahK(p_{wf} - p_i)}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S + \left(\frac{\mu_e}{\mu} - 1\right) \left[\frac{1}{2} \left(\ln r_w^2 + \frac{V}{\pi\phi} \right) - \ln r_w \right] \right]} \quad (4)$$

式中: q 为地层吸液能力, m^3/min ; a 为单位换算系数,取值0.06; r_e 为泄油半径,m; μ_e, μ 分别为地层流体黏度和注入流体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; V 为注入流体体积, m^3 。

以地层压力系数为0.87进行计算,计算结果如图1-d所示。在地面施加15 MPa的平衡压力下,Ⅲ类储层在120 min的施工时间内总吸液体积为 0.69 m^3 ,Ⅱ类储层总吸液体积为 2.5 m^3 ,Ⅰ类储层总吸

液体积为 5.2 m^3 。所以,取掉上层封隔器时, $10 \sim 15 \text{ MPa}$ 的平衡压力下,既可以满足压裂管柱及井下工具的安全性,也不会向地层注入太多的液体,对地层伤害甚微。

苏5、桃7区块目前总共成功进行一封两压施工13口井,两封三压8口井,三封四压1口井。三封四压压裂管柱如图2所示。

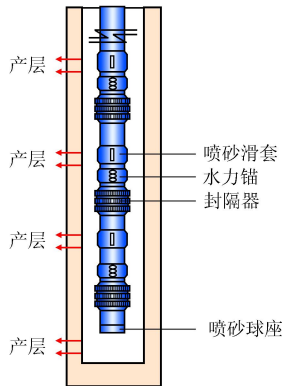


图2 三封四压压裂管柱图

三、净压力拟合

苏5-2-23井是1口典型的砂堵井,测井解释显示在储层上段存在一煤层,压裂施工中后期裂缝延伸至高渗透煤层,使压裂液滤失加剧,净压力显著上升(图3)。诸如此类的净压力拟合可以取得较为准确的地应力特征、储层物性参数和压裂液的滤失参数。这些特性和参数是指导新井压裂设计和预测裂缝延伸的最有价值的基础输入数据。

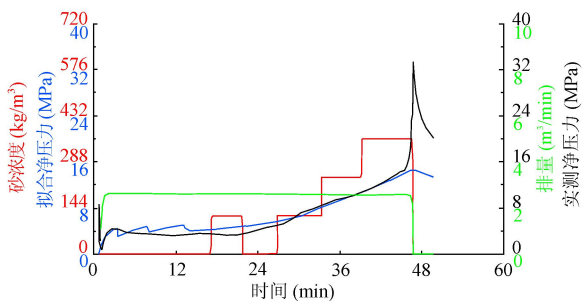


图3 苏5-2-23井压裂净压力拟合曲线图

四、支撑剂段塞冲刷

苏里格气田地应力低,射孔压实作用对裂缝起裂影响小,射孔采用16孔/m的螺旋射孔,近井裂缝扭曲摩阻和孔眼摩阻不明显。但为防止近井筒效

应(固井质量不好造成的扼流、裂缝扭曲、孔眼摩阻、多裂缝)引起泵压过高或过早脱砂的危害,还是对大多数井采用了支撑剂段塞冲刷,以作为预防和诊断。

五、全程氮气混注

储层压力低是苏里格气田特点之一。为了解决压后返排的难题,采用了混气压裂工艺。多层压裂中,为避免砂堵影响上层压裂施工,对中、下层实行了全程氮气混注。在对上层压裂时,砂堵不会影响下一步施工的进行,为提高上层缝口支撑剂的铺置效果则在高砂比和顶替阶段停止混注氮气。

实践证明该氮气混注压裂工艺与分层压裂工艺相匹配和吻合,液体返排率得到了很好的提升,并保证了整个施工工序的顺利进行^[6]。

六、结论

(1)根据储层需要确定用砂规模、平均铺砂浓度和施工参数的“适度规模”压裂原则是指导苏里格气田苏5、桃7区块压裂设计的基本原则,实践证明该设计准则是科学和有效的。

(2)“三封四压”工艺大胆突破了常规的压裂管柱结构设计思想,是一项对地层特征与工具特征充分认识有机结合、大胆创新的结果。

(3)净压力拟合、支撑剂段塞冲刷、全程氮气混注是苏里格气田压裂投产必不可少有效手段和措施。

参考文献

- [1] RUSSELL D G, GOODRICH J H. Methods of predicting gas well performance [J]. JPT, 1966 (2): 99.
- [2] GRINGARTEN A C, RAMEY A J. Unsteady-state pressure distributions created by a well a single-infinite conductivity vertical fracture [J]. SPE, 1974 (8): 347.
- [3] CINCO-LEY H, SAMANIEGO V J. Transient pressure analysis for fractured wells [J]. JPT, 1981 (4): 1749.
- [4] 郑云川, 赵立强. 粘弹性表面活性剂胶束在砂岩储层分流酸化中的应用 [J]. 石油学报, 2006, 27 (6): 93-95.
- [5] 刘平礼, 高贵民, 郑云川, 等. 砂岩粘弹性表面活性剂分流剂分流酸化技术 [J]. 天然气工业, 2006, 26 (10): 117-119.
- [6] 许卫, 李勇明, 郭建春, 等. 氮气泡沫压裂液体系的研究与应用 [J]. 西南石油学院学报, 2002, 24 (3): 64-67.

(收稿日期 2007-04-30 编辑 韩晓渝)