

巴喀致密砂岩气藏压裂技术探索与讨论

李 军¹, 陈 平², 金建国³, 张书利⁴, 许泽勇¹

(1. 中国石油 吐哈油田公司 工程技术处, 新疆 哈密 839009; 2. 中国石油 吐哈油田公司 鄯善采油厂, 新疆 鄯善 838202)

摘 要: 论文通过对吐哈巴喀致密砂岩气藏储层特征和该区在前期压裂技术和效果及取得认识进行了讨论, 结合苏里格气田、合川气田及大牛地气田压裂情况进行了分析, 提出了压裂技术的对策分析意见和提高压裂增产有效期的建议。

关键词: 巴喀; 致密砂岩气藏; 砂岩; 压裂技术

吐哈巴喀气藏目的层八道湾地层分为 3 个砂层组(B1、B2、B3)7 个小层, 砂体厚度大、连续性好、分布范围广, 主力层 B13、B22、B23 全区连续分布; 储层为致密砂岩储层, 裂缝较发育, 分布复杂; 已完成压裂 19 井次, 成功率 57.9%, 有效率 47.3%, 存在机理说不清楚, 压后效果与压裂施工参数相关行不强等问题, 需针对性开展大量研究工作, 适应巴喀致密气藏压裂改造需求。

1 储层基本特征

1.1 岩性特征

储层岩石为长石岩屑砂岩, 石英含量为 30.2%、长石含量为 30.2%、岩屑含量为 39.6%。岩屑组分主要为火山碎屑岩, 其次为岩浆岩, 少量为变质岩。岩石中的填隙物组分主要为泥质和菱铁矿, 少量为方解石, 填隙物含量较低, 为 4.0%。

1.2 孔吼结构

孔喉分布呈单峰且偏向细孔喉, 柯 19、柯 20 区块喉道半径小于 0.1 μm 的占 50%以上, 柯 21 区块喉道半径小于 0.1 μm 占 30%以上, 孔喉是易受伤害的敏感部位, 不匹配的固相颗粒易造成浅表堵塞。

1.3 物性特征

储层孔隙度小于 8%, 主要分布在 4%~6%, 平均孔隙度 4.62%, 渗透率主峰值(0.1~0.5)×10⁻³ μm², 平均 0.26×10⁻³ μm², 是致密砂岩储层。

1.4 地层流体及温度压力特征

天然气气体密度 0.7 kg/m³; 凝析油含量 278.3 g/m³, 原油密度 0.782 7~0.812 7 g/cm³, 粘度 1.073~2.409 mPa·s, 含蜡量 4.61%~9.02%, 凝固点 -2℃~

18℃, 含汽油量 34.9%~79%, 原油性质为低密度、低粘度、低含蜡量、低凝固点、较高汽油含量的凝析油; 地层水水型为 NaHCO₃ 型; 气藏压力系数 1.124, 属正常压力系统; 地温梯度 2.33℃/100 m, 属异常低温。

1.5 岩石力学特征

山前构造, 地应力变化大, 地应力梯度高(表 1)。

表 1 巴喀气藏压裂气藏压裂井地应力统计

井号	层位	井段 (m)	实测地应力大小 (MPa)	实测地应力梯度 (MPa/m)
柯 19	J _{1b}	3 393.8~3 410.0	74.8	0.021 9
柯 20	J _{1b}	3 563.0~3 584.0	84.3	0.023 5
柯 21	J _{1b}	3 460.0~3 475.0	87.7	0.025 3
柯 22	J _{1b}	3 710.0~3 730.0	53.4	0.014 3
柯 23	J _{1b}	3 991.0~3 999.0	77.6	0.019 4
柯 25	J _{1b}	3 100.0~3 112.0	74.0	0.023 8
平均	/	/	75.3	0.021 4

2 前期压裂情况

2.1 主要应用技术

(1) 中等规模的压裂 在保证施工成功的基础上, 尽可能提高加砂强度, 保证压后效果, 压裂加砂强度 1.5~2.5 m³/m, 缝长 180~250 m。

(2) 直井分层压裂试验 为提高压裂改造的针对性与有效性, 在柯 191 井实施分层压裂改造。成功加砂 72.5 m³, 压后日产气 8.5×10⁴ m³/d。施工单层最大加砂量 40 m³, 压裂最大排量 5.5 m³/min, 封隔器耐压差 80 MPa、耐温 120℃。

(3) 高温有机硼延迟交联水基压裂液体系 开展

收稿日期: 2010-04-22

作者简介: 李 军(1975-), 男, 甘肃玉门人, 高级工程师, 石油工程专业。联系电话: 0995-8374016

了高温延迟交联水基压裂液的配方调试和性能实验,温度 110℃,延迟交联时间 1~4 min,剪切 150 min 粘度还保持 200 mPa·s,1 h 破胶,破胶液粘度小于 3 mPa·s。

(4)组合粒径陶粒 选用 30~50 目与 20~40 目组合陶粒,30~50 目占总量的 20%~60%。在满足气藏导流能力的同时降低施工风险,提高了施工成功率。

2.2 应用效果

前期压裂 19 井次(其中探井 8 井次,开发井 11 井次),成功 11 井次(砂堵 3 井次,未压开 2 井次)。平均入井液量 467 m³,入井砂量 51.3 m³,施工压力 35~87 MPa,最低延伸压力梯度 0.017 MPa/m,最高延伸压力梯度 0.033 MPa/m,平均延伸压力梯度 0.024 MPa/m。总体表现为施工压力高,加砂困难。

前期压裂有效井 8 井次,无效 10 井次,1 口井出水,有效率 47.3%,常规压裂工艺不能满足大幅提高单井产量的要求。

2.3 取得认识

(1)区块地层复杂,砂、泥、煤、砾地层交错,钻井周期长,钻井及作业过程中污染严重,未系统开展储集层系统评价分析,目前对储集层的空间展布、储集类型及储层污染认识还不够深入。

(2)地层倾角大(24°~27°),天然裂缝发育,以斜交缝为主(占 60%),分布不均,造成压裂人工裂缝形态复杂,施工风险高,前期主要工作主要集中在施工是否取得成功上。

(3)储层物性差,地应力高,压裂加砂困难,常规压裂增产幅度有限,有效井平均单井增产幅度为 4.16×10^4 m³/d,与目标产量差距大,存在机理说不清楚,压后效果与压裂施工参数相关性不强等问题,需针对性开展储集层系统评价分析、压裂液体体系优选和配方优化、裂缝启裂和延伸机理等大量研究工作。

(4)储层为多层砂岩气藏,单层厚度较大,合层压裂不能充分改造,多层分压能有效提高动用剖面,缩短作业周期,减少作业过程对储层的污染,增强改造效果。

3 国内气藏压裂情况

3.1 苏里格气田

苏里格气田为“四低”特征低渗、低压、低产、低丰度的大型致密砂岩气田,先后开展了泡沫压裂、较大规模压裂、适度规模压裂等一系列技术与试验,逐渐形成了以苏里格工艺试验为代表的上古砂岩气层压裂工艺技术

(1)2000 年实施了 6 井次 CO₂ 增能压裂试验。最大单层陶粒量 40 m³,液体 CO₂ 在混合液中所占的比例为 41%~52%,对于物性较差井,绝对增产量不明显,压后仍达不到气田开发配产指标。

(2)2001 年开展了 5 口大型压裂,陶粒量 70~100 m³。除苏 16 井压后产量较高外,其它井未取得理想效果。同时,暴露出压裂入地液量大,返排周期长、返排效率低的问题。

(3)2002 年开展了 9 口井较大规模压裂试验。提高了液氮伴注排量及用量,也未见到良好应用效果。

(4)2003 年开始试验封隔器分压合采工艺,配套了不动管柱连续二、三层分层改造合采工艺见到良好应用效果,规模推广该技术。

(5)2009 年引进水平井裸眼封隔器分段压裂技术,将工具(裸眼封隔器和滑套开关等)和完井管柱一体下入井内,通过投球逐级打开滑套,实现多段压裂实施 3 口井,效果良好。其中苏平 36-6-23 井分压 4 段,试气无阻流量 101×10^4 m³/d,配产 16×10^4 m³/d。

3.2 合川气田

合川气田须家河组低渗砂岩气藏处于气水过渡带,宏观上气水分布受构造的控制,微观上受物性控制。储层平面上大面积存在,但非均质性强,纵向上砂层薄、层多,横向上连续性差。一类储层控制面积较小,大面积为二、三类储层,提高单井产量的工艺难度大。以分层压裂为主体的技术路线。

(1)封隔器分层压裂 73 mm 油管内可以实现一趟管柱分压 4 层,但加砂压裂后起管柱困难;套管变形或狗腿度严重不适合使用;无法监测套压变化。

(2)不动管柱水力喷射分层压裂 73 mm 油管内可以实现一趟管柱分压 4 层,工艺实施受环空承压强度限制,管柱可以较容易下入,受狗腿度影响小,可以监测套压变化。

(3)2009 年共开展了 33 井次现场试验,施工成功率 100%,施工有效率 87.9%,累计获测试产量 208.07×10^4 m³/d,井均测试产量 6.30×10^4 m³/d,是探井逐层压裂的 2.45 倍,是同区域合层压裂的 2.2 倍,井均产量实现了翻番。

3.3 大牛地低压致密气田

大牛地低压致密气田位于鄂尔多斯盆地北部伊陕斜坡,自上而下发育七套气层,气层纵向上交错叠合发育,平面上连片发育,储层非均质性较强,地层压力系数 0.85~0.99,为一个典型低压、低孔、低含气饱和度的致密气藏。针对储层特点配套了系列技术:

(1)建立了适合不同储层的低伤害压裂液体体系。

包括低稠化剂浓度加氮气增能助排压裂液体系、防止结垢压裂液体系、降低水锁伤害压裂液体系等,降低了压裂液的残渣、结垢、水锁等伤害。

(2)多层段的有效改造技术。包括机械分层压裂工艺,已应用111井次,成功率89.3%;大斜度井的机械分压工艺,应用6井次,全部成功;不压井+连续油管喷射射孔+环空压裂+砂塞封隔压裂工艺,共完成6井次施工,全部成功。

(3)开展了压裂效果的定量分析,发现缝长 \times 储层系数与无阻流量有一定线性关系。

4 对策分析

4.1 裂缝形态

裂缝形态是水力压裂的首要问题。因为不清楚裂缝形态,压裂设计没有基础,其它问题都很难解决,如预测产能。因此需开展裂缝监测技术引进和应用,注意多种方法的比较和确认,最好在同一区块或同一口井上进行综合实施各种诊断技术。

4.2 压前储集层评价

(1)综合应用各种方法对巴喀致密气藏储集层进行系统的评价分析,包括应力特性、滤失特性、岩石弹塑特征分析等。

(2)加强断层周围应力变化的研究。

(3)开展裂缝扩展模型及压后产能预测模型的研究。

4.3 直井多段分层压裂

(1)加强就地纵向应力剖面研究,在此条件下,应用三维模拟软件,模拟逢高的延伸情况,并判断层间无窜通和干扰的最佳施工组合。

(2)急需开展分段压裂合理层间距以及合理分段压裂层段的优化研究。

(3)在开展直井多段(5段及以上)分压合采、连续油管水力喷射压裂试验;同时做好常规2-3段分压合采技术的配套和完善,如与投球压裂技术结合,提高分压层段,长庆已开张此项技术试验,可一次分压4段以上。

4.4 大型压裂

(1)加强选井选层技术研究,避免选天然裂缝异常发育的井层。

(2)加强纵向应力剖面和裂缝的三维扩展模拟研究。

(3)加强裂缝温度场研究,以分段优化压裂液及部分工艺注入参数。

(4)对储集层综合滤失系数的准确把握。

(5)严格系统的现场质量控制研究。

4.5 压裂液和支撑剂的评价和优选

(1)针对不同工艺、储层需求,开展压裂液体系评价和优选。

(2)开展长期导流能力试验来优选支撑剂。

4.6 水平井压裂

(1)与国内相关研究机构联合,开展水平井多段压裂配套工具的研制。国内资料看,勘探院装备所已完成了核心工具遇油/水膨胀封隔器的研制,开展了4口井试验。

(2)水平井的裂缝启裂和延伸机理、输砂机理还有待深入研究。

4.7 天然裂缝

只要是低渗透地层基本上都有天然裂缝,没有天然裂缝的致密油气藏是没有开采价值的。因此需要压裂过程中优选防滤失剂(类型、大小、数量),对人工多裂缝能够有效支撑,优化压裂工艺,探索“缝网”加砂压裂的适用条件和工艺设计思路。

4.8 压后施工质量评价

(1)施工参数于设计参数对比。

(2)裂缝导流能力分析。

(3)裂缝几何参数分析。

(4)压后效果分析评价。

(5)压裂施工参数于储层适应性分析,及利用压裂施工资料对储层再认识。

(6)异常情况分析。

(7)施工结论。

5 结论及建议

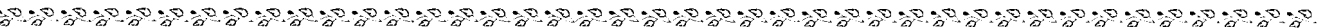
(1)巴喀致密气藏加砂压裂施工压力高,前期工作主要集中在施工是否取得成功上,存在机理说不清楚,压后效果与压裂施工参数相关性不强等问题,有待进一步研究和完善。

(2)针对已进行的压裂改造取得的成绩和不足,需要在今后的研究与实践中加强储层评估分析,进一步优化评层选井,优选采用低伤害压裂液液体;同时开展裂缝形态研究,并通过现场继续实践来提高该区域压裂增产有效期。

Discussion on Fracturing Technology for Tight-Gas-Sandstone Reservoir in Baka

Li Jun¹, Chen Ping², Jin Jianguo³, Zhang Shuli⁴, Xu Zeyong¹
(1.Engineering and Technology Department, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Hami 839009, Xinjiang; 2.Shanshan Oil Production Plant, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Shanshan 838202, Xinjiang)

Abstract: Reservoir characterizations, fracturing technology and its effects and understanding of tight-gas-sandstone reservoir in Baka of Tuha oilfield are discussed. Based on the analysis of fracturing conditions in Sugeli, Hechuan and Daniudi gasfield, countermeasures and analysis of fracturing technology and the suggestion for increasing the validity of fracturing stimulation are presented.
Key words: Baka; tight-gas-sandstone reservoir; sandstone; fracturing technology



接第 285 页英文摘要

Study and Application of Fracturing Technology in Tight-gas-sandstone Reservoir in Kekeya

Song Qiwei, Lv Fenmin, Yin Jing, Qian Jihe
(Wenmi Oil Production Plant, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Shanshan 838202, Xinjiang)

Abstract: Block Kekeya in Baka oilfield belongs to an extra-low porosity and extra-low permeability reservoir. The formation of gas reservoir belongs to high temperature and high pressure formation. Sand plugging occurs easily during the hydraulic fracturing treatment. According to the geologic characteristics of the deep tight-gas-sandstone reservoir in Thua oilfield, eight items of fracturing stimulation technology are used, and good application effect has been taken by field experiments in six wells.
Key words: tight-gas-reservoir; fracturing technology; effect