

巴喀深井致密砂岩气藏压裂改造技术实践

刘建伟¹, 刘海廷¹, 陈平², 陈军²

(1. 中国石油 吐哈油田公司 工程技术研究院, 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 8398202)

摘要:巴喀致密气藏具有低孔、低渗、地应力高且变化大、天然裂缝发育程度不均匀等特点。射孔后无自然产能或自然产能很低。针对气藏的特征及压裂的难点,开展了有针对性的压裂工艺技术研究 and 现场试验,单井日增产量明显提高,压裂改造取得了一定的效果。

关键词:致密砂岩;高地应力;天然裂缝;水力压裂;支撑剂段塞

2007年9月,柯19井在八道湾3393.8~3410.0 m段试气,压后8 mm油嘴日产气 5.4×10^4 m³、日产油8.3 t,发现巴喀油田下侏罗统凝析气藏。柯19块天然气控制储量 102.4×10^8 m³,凝析油储量 295×10^6 t。2009年,开展柯19块开发,动用地质储量 102×10^8 m³,累计建成生产能力 1.4×10^8 m³。目前,柯19块已完钻开发井10口,正钻3口,现有6口井生产,区块日产气 22.1×10^4 m³,日产油31.5 t。

1 储层地质特征

1.1 储层岩性特征

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 储集分布特征

八道湾组砂体厚度大、埋深3298 m,地层倾角24°~27°连续性好、分布范围广,主力小层B13、B22和B23全区连续分布。

1.3 储集层的孔吼结构特征

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。

1.4 储层物性特征

储层孔隙度<8%,主要分布在4%~6%,平均孔

隙度4.62%,渗透率主峰值 $(0.1 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,是致密砂岩储层。

1.5 裂缝发育特征

储层裂缝发育不均匀。

1.6 地层流体及温度压力特征

地面原油性质:通过对试油井段的地面原油性质分析,原油密度 $0.7827 \sim 0.8127 \text{ g/cm}^3$,粘度 $1.073 \sim 2.409 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,含蜡量4.61%~9.02%,凝固点-2℃~18℃,含汽油量34.9%~79%。因此,该区的地面原油性质为低密度、低粘度、低含蜡量、低凝固点、较高汽油含量的凝析油。气体密度 0.7 kg/m^3 ,凝析油含量 278.3 g/m^3 ,凝析气藏。地层水总矿化度13586~66633 mg/L,水型为CaCl₂、MgCl₂型。气藏压力39.73 MPa,压力系数1.124,属正常压力系统。地层温度101.95℃,地温梯度2.33℃/100 m,属异常低温。

1.7 粘土矿物特征

粘土矿物主要成分为伊利石,其次为伊蒙混层、绿泥石和高岭石。

1.8 敏感性评价试验

敏感性评价实验结果:水敏性强,酸敏为弱,粘土稳定剂伤害程度不均,压裂液伤害率在25%~51.07%,由此判断外来流体极易对储层造成粘土膨胀、地层微粒分散、运移等伤害。

2 压裂改造技术的难点

(1)储层低孔低渗,要求水力压裂造长缝,以沟通远井带的有效天然裂缝系统,但大型压裂技术难度比

收稿日期:2010-04-14

作者简介:刘建伟(1970-),男,黑龙江省安达市人,工程师,石油地质勘查专业。联系电话:0902-2766741

较大。

(2)储层具有高应力特征,普通延伸压力较高,同时井深,施工压力较高,限制了排量的提高,增加了施工的风险。

(3)储层水敏性强,水基压裂液进入地层,易造成粘土膨胀,造成伤害。

(4)孔喉半径小,水基压裂液进入地层后容易造成水锁伤害,压裂液返排时间长。

(5)储层温度较低,地层滤失严重,要求压裂液能够保持高粘下的有效交联,和施工结束后的顺利破胶。

(6)大部分井压前没有自然产能,影响压后的效果。

3 压裂技术对策

针对巴喀致密气层改造的技术难点,通过室内研究和工艺优化,采用了以下针对性的技术对策。

(1)酸化预处理技术 针对柯柯亚高温、致密气藏采取低伤害酸液配方,增强酸液氧化降解、防腐和助排性能,处理半径达 2.5 m,岩粉溶蚀率 13%~31%。避免残酸对低渗气藏造成二次伤害。

通过酸化预处理可以认识储层液性、产状,定性反映施工压力,为压裂设计提供依据,为压后效果提供保障。

(2)前置液采用低砂比多段塞技术 打磨射孔孔眼,降低孔眼摩阻和裂缝弯曲摩阻,促使主裂缝的形成,保证加砂顺利,降低压裂施工的风险。

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

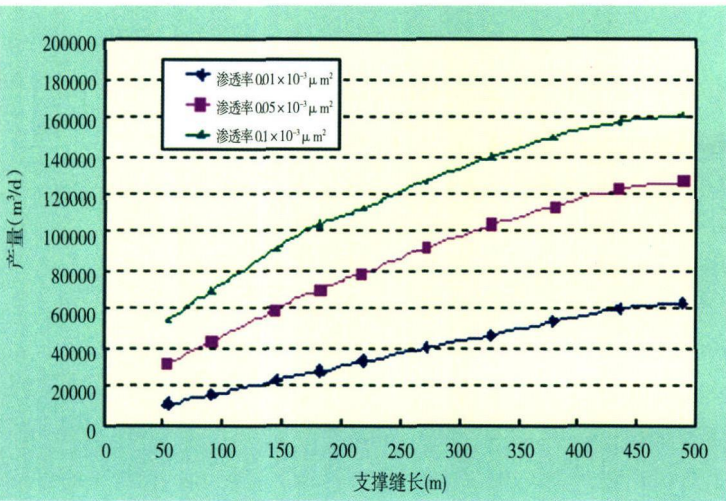


图 1 支撑缝长与压后产量曲线

(4)直井分压技术 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 150℃。

(5)高温有机硼延迟交联水基压裂液体系 开展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(图 2)。

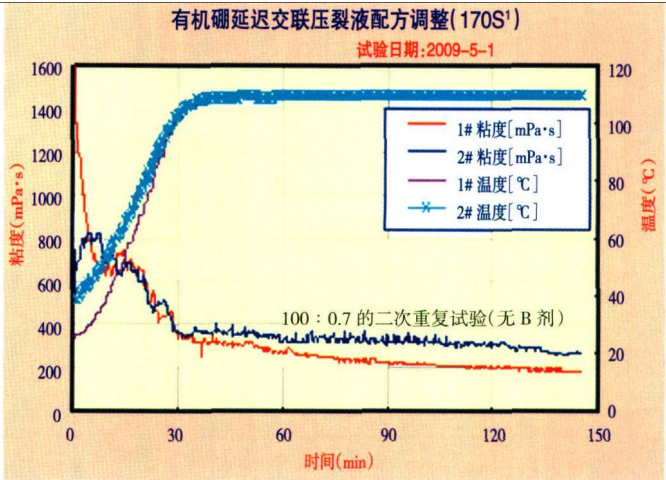


图 2 压裂液的耐温抗剪切曲线

(6)不同粒径的支撑剂组合技术 采用 30~50 目陶粒和 20~40 目陶粒组合,其中小陶粒的比例占 40%~70%,在保证裂缝导流的前提下,降低施工风险。

(7)采用稳定排量下的台阶式加砂技术 使得支撑剂在裂缝中的输送保持稳定,也便于在压裂过程中观察压裂施工压力的变化情况,及时调整压裂设计,保证压裂顺利进行。

(8)优化放喷技术 由于储层的特殊性,储层容易受到伤害,所以尽量减少液体在地层中停留时间,有利于降低储层伤害。因此,采取强制裂缝闭合、快速排液的技术措施,排液过程中尽量不要关井,以保证压裂效果。施工结束半小时后开始控制返排,采用由小到大方式控制放喷,液结束后不关井,直接求产(表 1)。

表 1 压力与放喷油嘴的关系			
压力(MPa)	>20	10~20	<10
油嘴(mm)	3	4	5

4 现场试验取得的效果

前期压裂 19 井次(其中探井 8 井次,开发井 11 井次),成功 14 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。分别采用高温有机硼延迟交联水基压裂液体系、高温羧甲基水基压裂液体系 and 高温清洁压裂液体系,30~50 目和 20~40 目中密高强陶粒组合,总体表现为施工压力高,加砂困难。其中,压裂有效井 8 井次,无效 10 井次,1 口井出水,有效率 47.3%,有效井平均单井日增产 4.73×10⁴ m³/d 以上,压裂改造取得了一定的效果。

5 取得的认识

(1)压裂施工压力高,部分井压不开或加砂困难。柯 20 井小型压裂测试排量 1.0 m³/d,井口施工压力即达到 85 MPa,接近压裂车组的安全施工压力,未压开地层(图 3)。

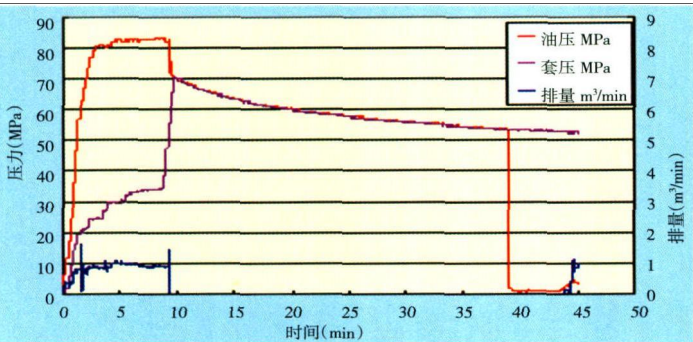


图 3 柯 20 井 3 691~3 711 m 压裂施工曲线

(2)压裂施工压力变化大,没有规律,影响压裂设计和施工。19 井次压裂,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。

(3)无效井的压裂液排量周期长,返排率与压裂效果无关,平均下泵排量周期超过 50 d。压后在酸化,除柯 19-1 井日产液量高于 15 m³,其余井均不足 5 m³,返排率均超过 100%,尚未形成工业产能。

(4)层多且厚,施工压裂高,分层难度大,对储层认识不清。压裂规模如何确定、压裂方式如何选择等,影响压裂技术方向的确定,压裂效果没有保障。

(5)自然产能与压裂的效果还不能建立有效的关系,影响压裂设计、效果分析及措施的决策。

6 结 论

(1)采用酸化预处理技术,可以认识储层液性、自然产能,可定性反映施工压力,为压裂设计提供依据,为压后效果提供保障,减少了无效作业,降低成本。

(2)前置液采用三段塞低砂比技术,降低了施工压力,提高了压裂施工的成功率。

(3)高温有机硼延迟交联水基压裂液体系,完全能够满足压裂施工的要求,压后效果好的使用的都是高温有机硼延迟交联水基压裂液体系。

(4)压裂效果好的开发井中,有效井中占的比例大,且都是 I、II 类储层。

(5)压裂效果好的都集中在柯 19 块,且裂缝越发育压后效果越好。

Fracturing Stimulation Technology of Tight-gas-sandstone Reservoir for Deep Well in Baka

Liu Jianwei¹, Liu Haiting¹, Chen Ping², Chen Jun²

(1.Research Institute of Engineering and Technology, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Hami 839009, Xinjiang;
2.Shanshan Oil Production Plant, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Shanshan 838202, Xinjiang)

Abstract: The tight-gas-sandstone reservoir is characterized by low porosity, low permeability, high stress with obvious variation and uneven developed natural fracture in Baka. After perforation, there is no natural productivity or very low natural productivity in the reservoir. Aiming at the characteristics of the gas reservoir and fracturing difficulties, the study of fracturing technology and field experiment are conducted. Success rate of the fracturing is high, and daily production of single well increased, fracturing stimulation has taken effect.

Key words: tight sandstone; high stress; natural fracture; hydraulic fracturing; proppant slug