

# 巴喀区块致密砂岩气藏压裂改造技术与现场试验

党建锋, 龚万兴, 刘建伟, 张坚平

(中国石油 吐哈油田公司 工程技术研究院, 新疆 鄯善 838202)

**摘 要:**巴喀下侏罗统气藏具有埋藏深、高温、高压和岩性致密的地质特点,单井自然产能极低,绝大多数气井都需经过压裂改造才能获得工业产量。该文根据气藏特征,分析了压裂改造技术的难点,探索出了高温降阻延迟交联压裂液体系与大排量、大规模、中高前置液、中高砂比、组合粒径加砂的压裂工艺技术,该技术体系应用于巴喀区块致密气藏取得了显著的增产效果和较好的经济效益。

**关键词:**致密气藏;压裂改造;水基压裂液;低伤害;现场试验;巴喀区块

巴喀下侏罗统砂岩气藏是吐哈油田实现油气当量持续增长的主要战略接替区之一。气藏储层岩性致密、孔隙结构复杂,为低孔低渗、裂缝-孔隙型储层,且裂缝分布复杂,单井自然产能差异大,目前自然投产80%的井低产或无产。国内外致密气藏开发实践表明,压裂改造技术是开发此类气田的关键技术<sup>[1-9]</sup>,但由于致密砂岩岩性和内部结构的复杂性,气藏压裂改造仍存在诸多难题。针对巴喀区块致密砂岩特征,围绕提高压裂成功率、单井产量和减少储层伤害等问题,开展了压裂液体系优选和压裂工艺技术优化研究。

## 1 气藏主要特征

2007年9月,柯19井在八道湾组3393.8~3410.0 m井段试气,压后8 mm油嘴日产气 $5.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、日产油 $10.4 \text{ m}^3$ ,发现了巴喀油田下侏罗统凝析气藏。2009年上报柯19块控制天然气地质储量 $102.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,凝析油地质储量 $295 \times 10^4 \text{ t}$ 。

### 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%。岩屑组份主要为火山碎屑岩,其次为岩浆岩,少量为变质岩。岩石中的填隙物组份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 物性特征

储层孔隙度<8%,主要分布在4%~6%之间,平均孔隙度为4.62%,渗透率主峰值在 $(0.1 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,是典型的致密砂岩储层。

### 1.3 温度、压力系统

柯19井八道湾组气藏中部压力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,属异常低温系统。

### 1.4 储层流体特征

(1)天然气特征:气体密度 $0.7 \text{ kg/m}^3$ ,凝析油含量 $278.3 \text{ g/m}^3$ ,为凝析气藏。

(2)地面原油性质:柯19块地面原油密度 $0.7827 \sim 0.8127 \text{ g/cm}^3$ ,粘度 $1.073 \sim 2.409 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ,含蜡量4.61%~9.02%,凝固点 $-2^\circ\text{C} \sim 18^\circ\text{C}$ ,含汽油量34.9%~79%,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。

(3)地层水性质:总矿化度变化不太大,水型为NaHCO<sub>3</sub>型。

### 1.5 粘土矿物特征

粘土矿物的主要成分为伊利石,其次为伊蒙混层、绿泥石和高岭石。

收稿日期:2010-04-13

作者简介:党建锋(1979-),男,河南商水人,硕士研究生,油田开发专业。联系电话:0995-8371204

1.6 敏感性评价试验

储层水敏性强,酸敏较弱,粘土稳定剂伤害程度不均,压裂液伤害率在 25%~51.07%,外来流体极易对储层造成粘土膨胀、地层微粒分散、运移、水锁等伤害。

2 压裂施工难点及压裂改造技术思路

2.1 压裂施工主要难点

(1)对压裂材料要求高 储层埋藏深(3 000~4 000 m),闭合压力大,要求支撑剂具有高强度、高导流能力;储层高温(90℃~110℃)且为致密气藏,要求压裂液具有良好的耐高温、低摩阻、低伤害等性能。

(2)对施工设备要求高 储层岩性致密,要压出深穿透、高导流的长缝,需进行大型水力压裂,这必将加重压裂设备承受高泵压时间,对压裂施工设备提出了新的要求。

(3)要求施工排量高 储层致密,岩石致密坚硬,要求有较高的排量才能压开储层,且便于顺利加砂。

(4)压裂设计难度大 地层复杂,储层基质低渗,岩石杨氏模量高,物性在平面上和垂向上差异大,使得各井的压裂施工压力变化大,压裂设计可借鉴性差。

(5)施工难度大 由于地层岩性致密,施工中经常出现砂堵和泵压异常偏高的情况,甚至可能导致加砂压裂施工失败。

2.2 压裂改造技术思路

针对该区块气藏高温高压、非均质性强、岩石较坚硬、地应力较高的特征,制定出以下压裂改造技术思路:

(1)以造长缝增加沟通远井缝洞几率和扩大渗滤面积为目标,坚持“大砂量、高排量,中高砂比,尽可能提高人工裂缝沟通远井天然裂缝、孔洞机率”的思路<sup>[7]</sup>。

(2)在裂缝方位和气藏孔洞预测的基础上,实施深穿透、大规模的压裂技术路线,形成一条高导流、连续铺砂的有效支撑裂缝,并有效地保护好裂缝和溶孔。

(3)采用低伤害、高温延迟交联压裂液体系,在保证压裂液携砂性能的同时,尽量降低稠化剂的浓度,以降低水不溶物含量;同时采用二元破胶体系,确保压裂液快速彻底破胶,降低压裂液对储气层与支撑裂缝的伤害。

3 配套压裂工艺技术

3.1 高温延迟交联压裂液

针对巴喀下侏罗统致密砂岩储层的特点,压裂液体系选用高温有机硼延迟交联压裂液体系,重点解决压裂液防膨性能和长时间加砂施工中的携砂性能以及实现地层条件下快速破胶问题,尽可能减少对储层和裂缝的水敏伤害,保证施工成功率和压裂效果。

该体系是以特级羟丙基胍胶为主体、优选有机硼胶联剂、高效发泡剂、助排剂、粘土稳定剂、pH 调节剂等作为添加剂的新型压裂液体系,具有低摩阻、低滤失、低界面张力、返排彻底、对地层伤害小、携砂性能好等特点,尤其适用于高温、高压、水敏性强的储层。图 1 为 110℃地层条件下,满足不同施工规模的高温有机硼延迟水基压裂液粘温性能图:延迟交联时间 1~4 min,降低摩阻 10 MPa 左右,150 min 粘剪切度还保持 200 mPa·s 以上,1 h 后破胶,破胶液粘度小于 3 mPa·s。

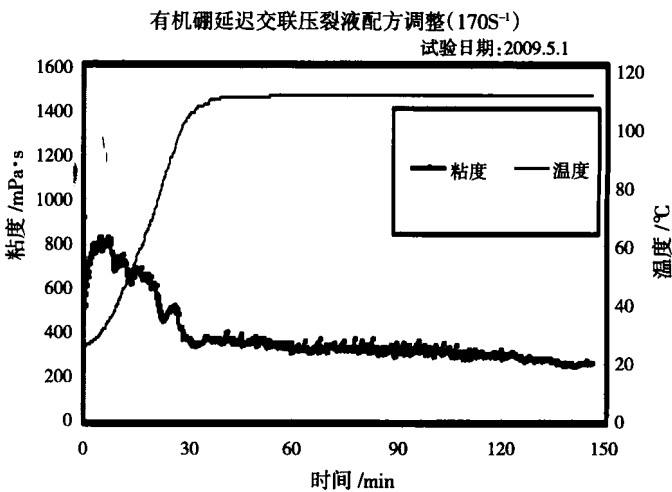


图 1 110℃有机硼延迟交联压裂液粘温性能曲线

3.2 压裂工艺技术研究

3.2.1 降阻技术研究

(1)降低近井地带摩阻 采取 60°相位角、螺旋布孔、大孔径、高孔密的深穿透射孔方式,尽可能减少孔眼摩阻和弯曲摩阻。根据前期施工情况分析,降低近井地带摩阻的余地不大。

(2)降低井筒摩阻 ①延迟交联压裂液:和常规压裂液相比,采用延迟胶联压裂液,延迟 3 000 m 可以降低压裂液摩阻 8~9 MPa,前期均已采用了延迟胶联压裂液。②提高管脚位置:若提高管脚位置 1 000 m,可以降低施工压力 6 MPa 左右,但提高过大,流速

过慢,井底容易沉砂。③采用大油管压裂:和3½"油管相比,采用4"油管压裂,在4.0m³/min排量下,3500m井深可以降低施工压力10.5MPa,但4"油管只能在7"油套管中使用。④采用加重压裂液,3500m井深可以降低施工压力5~7MPa,但液体成本较高。

3.2.2 裂缝长度优化

根据 Elkins 提出的不同渗透率条件下的最佳缝长划分标准,并通过典型井压后产能与裂缝扩展关系研究,模拟出不同有效渗透率下的最佳裂缝缝长<sup>[9]</sup>。参考国外根据不同储层渗透率优化气层裂缝半长的经验,结合巴喀区块致密气藏实际情况,储层有效渗透率取值(0.01~0.1)×10<sup>-3</sup>μm²,相对应的最优缝长为400~450m(表1)。

3.2.3 前置液百分数的确定

表 1 国外依据渗透率要求气层裂缝半长的标准

渗透率(10 <sup>-3</sup> μm²)	定性评价	要求的裂缝半长(m)
0.000 1~0.001	极致密	1220~915
0.001~0.005	很致密	915~763
0.005~0.1	致密	763~305
0.1~1	接近致密	305~153
1~100	常规	153~61

压裂优化设计前置液的确定原则:在保证施工正常进行的前提下,应尽量降低前置液的百分数。最优前置液百分数应当是当最后一批支撑剂进入地层时,前置液刚好滤失完。为保险起见,要求按支撑裂缝半长与造缝半长比值为0.80~0.85来确定前置液的百分数。图2为不同排量下对应的前置液百分数,根据巴喀区块现场施工情况,施工排量3.5~5.5m³/min,最优前置液百分数为45%~55%。

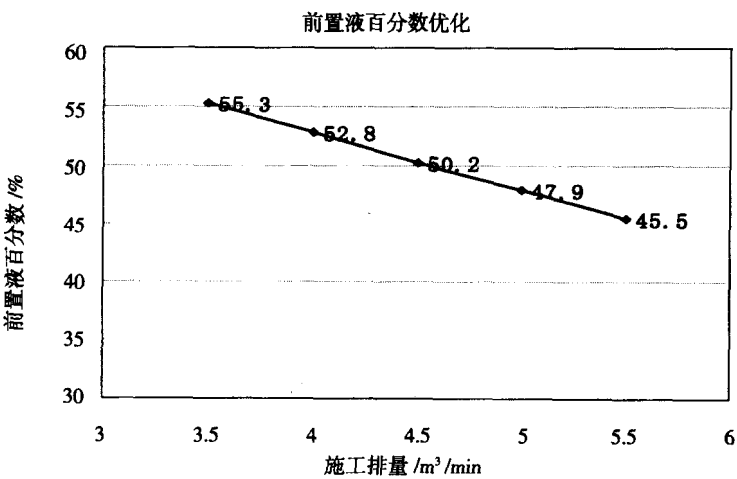


图 2 不同排量下前置液百分数的优化

3.2.4 导流能力优化

根据巴喀区块储层地质资料,通过FracProPT三维压裂设计软件模拟,在一定缝长(400m)下,对于井距750m井网,当裂缝的导流系数增大到25D·cm之后,导流系数对气井的产能和生产动态影响就非常微小了,即导流系数增大到一定值后,裂缝的导流能力趋于无限导流。致密气藏裂缝导流能力取20~25D·cm,相对应的地面平均砂比为20%~25%左右(图3)。

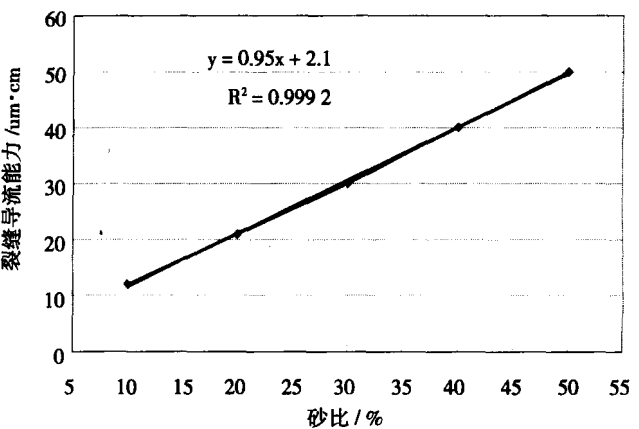


图 3 平均砂比与裂缝导流能力关系曲线

3.2.5 泵注程序优化

针对区块岩石致密坚硬、施工中压力变化大的特点,适当提高前置液百分数与施工排量,并在前置液中采用30~50目支撑剂,以5%~10%低砂比多段塞冲刷,减少孔眼、裂缝扭曲摩阻,以确保施工成功。同时,为保证裂缝的连续铺砂,采用低起点、小台阶、控制最高砂液比的方法加入支撑剂,以15%砂比起步,稳步慢提砂比,以20%、25%、30%为主加砂段,后期尾追少量高砂比,提高缝口导流能力。

3.2.6 压裂支撑剂优选

分析前期施工情况,柯柯亚区块延伸压力梯度在0.021~0.033MPa/m,折算地层闭合压力在65~100MPa,必须选择中密度高强度的陶粒。由于储层致密,裂缝前端宽度小,为减少施工风险,施工前期加入30~50目小粒径陶粒,后期加入20~40目中密高强陶粒,确保裂缝的高导流能力。

3.2.7 压后返排措施

由于气藏储层的特殊性,储层容易受到伤害,所以应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,采用油嘴由小到大方式控制放喷,排液结束后不关井,直接求产。

4 现场试验及效果

2009 年全年至 2010 年 5 月底,柯 19 块八道湾组气藏开发井压裂 10 井次,平均入井液量 545.3 m<sup>3</sup>, 平均加砂量 62.6 m<sup>3</sup>, 平均砂比 23.5%,平均裂缝延伸压力梯度 0.022 2 MPa/m(表 2)。

柯 19 块共计压裂 10 井次,其中有效井 4 井次,低效井 3 井次,无效井 3 井次,有效率 70%,日增气 22×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 累计增气 0.35×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,取得了较好的压裂效果(表 3)。

5 认识及结论

(1)高温延迟交联水基压裂液能够满足巴喀致密气藏深穿透大规模施工的需求,压裂液性能稳定,破胶快速彻底。

(2)大排量、大规模、中高前置液、中高砂比、组合粒径加砂的压裂工艺技术路线是可行的,能够基本满足储层改造和压裂施工的需求,压裂改造后增气效果比较理想。

(3)由于巴喀区块储层岩性致密,对地质认识不够深入,加之部分井裂缝延伸较快且存在多裂缝,压后返排效果差等原因,前期的压裂效果不太理想。

(4)柯 19-2 井、柯 19-5 井施工失败,说明目前对气藏地质特征复杂性的认识还不够,压裂改造工艺技术的个性化和针对性还有待进一步提高。

参考文献:

[1] 张新民,等. 准格尔盆地低渗致密砂岩气藏压裂工艺技术研究[J]. 新疆石油天然气,2008,4(增刊):69-72.

[2] 陈作等. 超深、致密砂岩气藏压裂优化技术[J],天然气工

表 2 巴喀致密砂岩八道湾组压裂施工参数统计

井号	井段 (m)	施工 日期	入井 液量 (m <sup>3</sup> )	入井 砂量 (m <sup>3</sup> )	加砂 强度 (m/m)	施工 排量 (m <sup>3</sup> /min)	最高 砂比 (%)	平均 砂比 (%)	施工 压力 (MPa)	延伸压 力梯度 (MPa/m)
柯 191	3615 ~ 3 630	2009-04-15	275.6	32.1	2.14	4.9 ~ 5.0	40	25.6	65.7 ~ 69.9	0.021
	3650 ~ 3670	2009-04-15	334.9	40.4	2.08	4.4 ~ 5.0	40	25.4	60.2 ~ 78.1	0.023
柯 19-6	3 425 ~ 3 455	2009-06-21	447.4	60.4	2.01	3.5 ~ 4.6	45	26.8	64.9 ~ 78.3	0.026
柯 19-5	3 612 ~ 3 635.2	2009-08-31	312.4	40	1.72	4.0 ~ 5.0	35	24.3	76.5 ~ 87.0	欠顶
柯 19-1	3 557.4 ~ 3 609.2	2009-10-23	555.8	64.6	1.5	4.3 ~ 5.6	35	22.5	50.3 ~ 82.5	0.0205
柯 19-2	3 799 ~ 3 839	2009-10-26	604.1	82.5	2.06	4.1 ~ 5.6	40	25.1	57.6 ~ 73.3	砂堵
柯 19-5	3 550 ~ 3 597	2009-10-29	517.6	46.2	1.29	2.6 ~ 5.3	25	19.1	51.6 ~ 73.1	砂堵
柯 19-4	3 695 ~ 3 719	2009-11-03	450.8	50.5	2.0	5.2 ~ 4.5	40	24.0	58.6 ~ 68.2	0.021 4
柯 19-9	3 535.8 ~ 3 549.0	2010-01-19	312.4	33.9	3.08	4.5 ~ 5.4	40	24.4	50.7 ~ 65.1	0.021 6
柯 19-4	3 490.0 ~ 3 520.0	2010-03-22	511.9	61.0	2.0	4.4 ~ 5.5	40	23.4	58.2 ~ 69.6	0.022 5
柯 19-3	3 522.0 ~ 3 539.0	2010-05-05	1 130	114	6.70	2.6 ~ 4.7	40	17.8	52.0 ~ 76.0	0.021 6

表 3 巴喀致密砂岩八道湾组压裂效果统计

井号	施工日期	井段 (m)	压前产气量	酸后产气量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	压后产气量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )
柯 191	2009-04-15	3 650.0 ~ 3 670.0	少量气	1.6	8.5
柯 19-6	2009-06-21	3 425.0 ~ 3 455.0	少量气	/	8.4
柯 19-5	2009-08-31	3 612.0 ~ 3 635.0	少量气	/	2.0
柯 19-1	2009-10-23	3 557.4 ~ 3 609.2	/	/	无效
柯 19-2	2009-10-26	3 799.0 ~ 3 839.0	/	/	无效
柯 19-5	2009-10-29	3 553.9 ~ 3 598.6	/	/	4.32
柯 19-4	2009-11-03	3 695.0 ~ 3 719.0	/	/	无效
柯 19-9	2010-01-19	3 535.8 ~ 3 549.0	/	/	少量气
柯 19-4	2010-03-22	3 490.0 ~ 3 520.0	/	/	少量气
柯 19-3	2010-05-05	3 522.0 ~ 3 539.0	/	/	0.1

业,2001,21(6):63-65.

[3] 谢润成,等. 致密砂岩气藏难动用储量压裂效果综合评价[J],石油钻探技术,2008,36(6):75-78.

[4] 宁 宁,等.中国非常规天然气资源基础与开发技术[J],天然气工业,2009,29(9):9-12.

[5] 谷江锐,等.国外致密砂岩气藏储层研究现状和发展趋势[J],国外油田工程,2009,25(7):1-5.

[6] 徐向荣,等.地应力及其在致密砂岩气藏压裂开发中的应用[J],钻采工艺,2000,23(6):17-21.

[7] 王鸿勋,等.水力压裂工艺原理[M].北京:石油工业出版社,1986.

[8] 王鸿勋,张士诚.水力压裂设计数值计算方法[M].北京:石油工业出版社,1998.

## Study and Field Test of Fracturing Stimulation Technology for Tight Gas Reservoir in Block Baka

Dang Jianfeng, Gong Wanxing, Liu Jianwei, Zhang Jianping

(Research Institute of Engineering and Technology, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Shanshan 838202, Xinjiang)

**Abstract:** The J<sub>1b</sub> reservoir in block Baka is characterized by deep buried depth, high temperature, high pressure and compact lithology, which leads to very low natural production of single well, and most of the gas wells can obtain high production by fracturing stimulation. According to the characteristics of gas reservoir, the main difficulties of fracturing stimulation technology are analyzed, and the delayed crosslinked fracturing fluid system with high temperature and resistance reduction and the fracturing technique of high volume, large scale, mid-high ratio of pad fluid, mid-high proppant concentration and combined particle diameter proppant are developed. The application of the technique has obvious effect in gas production increase and a sound economic benefit in block Baka.

**Keywords:** tight gas reservoir; fracturing stimulation; water base fracturing fluid; low damage; field test; block Baka

(接第 26 页英文摘要)

## Application of Downhole Microseismic Fracture Monitoring Technique in Volcanic Reservoir

Wang Shujun<sup>1,2</sup>, Liu Jianwei, Gao Haohong, Zhang Bin

(1.China University of Geosciences, Beijing 100083; 2.Research Institute of Engineering and Technology, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Hami 839009, Xinjiang)

**Abstract:** Aiming at the complex shape of fractures in volcanic reservoir during fracturing, downhole microseismic fracture monitoring technique is used to monitor the fractures in two wells. The results show that the expanding law of the fracture in volcanic reservoir is very different from that in sandstone reservoir during hydraulic fracturing. The shape of the fractures is complex with multi-fracture and horizontal fracture, and the height of the fracture expanded excessively. The design of fracturing should be fully considered and combined with fracture height control technique to increase the length of the fractures and the effect of stimulation. Further research should continue to monitor the fractures and understand the expansion and shape of the fractures in volcanic reservoir, which can provide reference for optimization of fracture and well pattern.

**Keywords:** downhole microseismic technique; fracture monitoring; fracturing; volcanic reservoir; Niudong