

海上探井大型压裂工艺技术研究与实践

刘 宁 宁晓颖 陈紫薇

中国石油大港油田石油工程研究院,天津 300280

摘要:

2010年8月9日,大港油田公司在渤海湾海域进行了大规模压裂实施,为了达到认识储层且为后期整体投入开发提供依据的目的,室内进行了大量反复配伍实验,优选出低伤害超级瓜胶压裂液体系,通过全三维压裂软件模拟地层参数及施工参数,进行裂缝几何尺寸的优化及配套工艺技术的优选,最终对探井滨海6井实施了成功的压裂改造,压后日产油 103.6 m^3 ,日产气 $29\,000\text{ m}^3$,效果显著。施工的成功说明了根据海上油井改造特点,应用的压裂液体系、工艺参数及配套工艺技术都具有较高的针对性,整体改善了储层的渗流能力,形成了较好的油流通道,为今后海上油井大型压裂改造提供了宝贵经验。

关键词:

压裂;海上;工艺;压裂液

文献标识码:A

文章编号:1006-5539(2012)01-0059-05

0 前言

由于海上自然环境恶劣,气象多变,受潮汐、风浪的影响,海上压裂作业是在一种特殊环境中进行的,而陆上一些行之有效的技术无法应用于海上作业。同时,甲板空间狭小,橇装设备附件多,其配套性与稳定性较差;施工船舶、各种设备、高压管汇和大罐等设施的摆放与固定难度大,特别是压裂液配制和废液处理在施工设备的组织方面存在较多的困难。滨海6井压裂目的层埋藏深(4 474.4~4 535.3 m),地层温度高(167℃),层多且薄(60.9 m/17层);低孔低渗,平均孔隙度8.67%,平均渗透率 $5.6\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$;泥质含量高,平均为16.09%,8个层的泥质含量超过20%,最高达到48.47%。试油产量低,压裂前酸化未达到预期目的,需要进行压裂改造。如何保证海上施工安全顺利

进行,获得较好的压裂改造效果,是迫切需要研究解决的关键技术问题。

1 滨海6井地质特征

滨海6井位于渤海湾海域滨海3号构造滨海6井断块构造带上,根据岩石薄片鉴定结论,油层岩性主要由岩屑长石中细砂岩组成,压裂目的层埋藏深(4 474.4~4 535.3 m),地层温度高(167℃),平均孔隙度8.67%,平均渗透率 $5.6\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,平均泥质含量16.09%,属于低孔低渗且泥质含量较高的储层。

2 滨海6井压裂工艺优化

2.1 低伤害压裂液体系的优选

滨海6井埋藏深,地层温度高,高温低伤害醇基

收稿日期:

2011-09-26

基金项目:

中国石油天然气集团公司大港油田公司科研项目“措施改造及试油配套技术深化研究与应用”子课题“海上大型压裂工艺攻关与应用”(2011021002)

作者简介:

刘 宁(1985-),男,陕西蒲城人,工程师,学士,主要从事油气田开发研究工作。

压裂液因安全因素无法应用。针对该井压裂的改造难点,研发了新型交联剂,优选低伤害增稠剂,筛选出低伤害高温压裂液。实验数据显示,该压裂液具有粘度适宜、低残渣、易返排、防膨性能好的特点。

2.1.1 压裂液的粘温性能

由于滨海6井具有典型的低渗透薄互层特征,压裂施工易形成窄裂缝,造成加砂困难,因此需要通过压裂液流变性能优选,筛选出适宜的压裂液粘度,获得合理的压裂裂缝宽度,以提高施工规模和成功率。通过配方筛选,形成了150℃的压裂液体系,其170⁻¹下

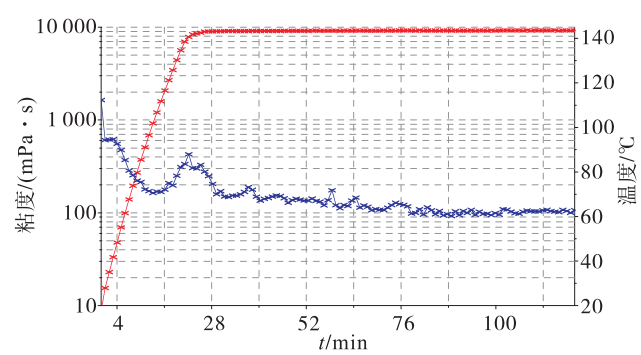


图1 150℃压裂液耐温耐剪切曲线

表2 压裂液破胶性能数据

破胶温度/℃	破胶剂用量/(g·100 mL ⁻¹)	破胶时间/h	破胶液粘度/(mPa·s)	残渣含量/(mg·L ⁻¹)	表面张力/(mN·m ⁻¹)
140	0.02	4	1.85	177	25.4

分析认为,低伤害压裂液具有优良的破胶性能,在低于地层温度20℃条件下,4 h破胶彻底,低残渣、低破胶液粘度、低表面张力。实验结果表明,通过筛选与复配构成的压裂液体系是一种低残渣、低伤害、易返排的高温压裂液体系。

2.1.4 复合防膨剂性能

滨海6井泥质含量高,平均为16.09%,8个层泥质含量超过20%,最高达到48.47%。因此,必须优选性能优良的粘土稳定剂,尽量减少粘土发生膨胀并堵塞流体流动通道的可能性,以提高通道的导流能力。通过大量室内实验,优选出了性能优良的粘土稳定剂A-26,与KCl配套使用作为复配的粘土稳定剂。用量确定为1.0%+1.0%。经过测定,其防膨率可达到91.47%,防膨数据见表3。

2.1.5 压裂液滤失性能

对优选的压裂液体系进行了室内滤失实验,滤失数据见表4。

2.2 提高压裂工艺适应性的措施

2.2.1 压裂目的层岩石力学参数计算

滨海6井是一口预探井,为了获取较为准确的岩

剪切90 min,粘度大于100 mPa·s的粘温曲线见图1。

2.1.2 延迟交联性能

与常规压裂液相比,延迟交联时间延长了46.25%,有效降低了管道和井筒中的摩阻,与清水相比,降阻率为67%,达到了降低施工泵压目的,实验数据见表1。

表1 滨海6井压裂液与常规压裂液的延迟交联性能比较数据

名称	延迟交联时间/s
滨海6井压裂液	117
常规压裂液	80

2.1.3 压裂液破胶性能

滨海6井压裂目的层渗透率为0.11×10⁻³~9.82×10⁻³ μm²,孔隙度为3.13%~10.86%,平均孔隙度为8.67%,平均渗透率为5.6×10⁻³ μm²,为低孔低渗储层,易产生水锁伤害,且对压裂液破胶性能提出了更高要求。通过压裂液配方优选,进行了压裂液^[1]破胶实验。实验结果显示,压裂液破胶彻底、残渣含量低、表面张力低,表明优选的压裂液体系具有低残渣、易返排的特点。与常规压裂液相比,残渣含量降低了27%^[2],破胶数据见表2。

表3 复合防膨剂用量优选实验数据

序号	防膨剂	防膨率/(%)
1	0.5%A-26 +1.0%KCl	89.05
2	0.5%A-26 +2.0%KCl	88.42
3	0.7%A-26 +1.0%KCl	87.36
4	0.7%A-26 +2.0%KCl	90.52
5	1.0%A-26 +1.0%KCl	91.47
6	1.0%A-26 +2.0%KCl	91.68

表4 压裂液静态滤失系数实验结果

压裂液名称	试验温度/℃	滤失系数/(10 ⁻⁴ m·min ^{-1/2})
延迟交联超级瓜胶压裂液	150	3.8

按照行业标准SY/T 6376-2008《压裂液通用技术条件》要求静态滤失系数≤1.0×10⁻³ m/min^{1/2}

石力学参数^[3],进行了长源距声波测井,应用E-Stim-Plan全三维压裂设计软件,计算压裂目的层岩石力学数据,为压裂工艺设计优化提供依据。图2是压裂目的层岩石力学参数计算结果,应用该结果进行压裂工艺设计优化,进一步提高工艺设计的科学性与合理性。

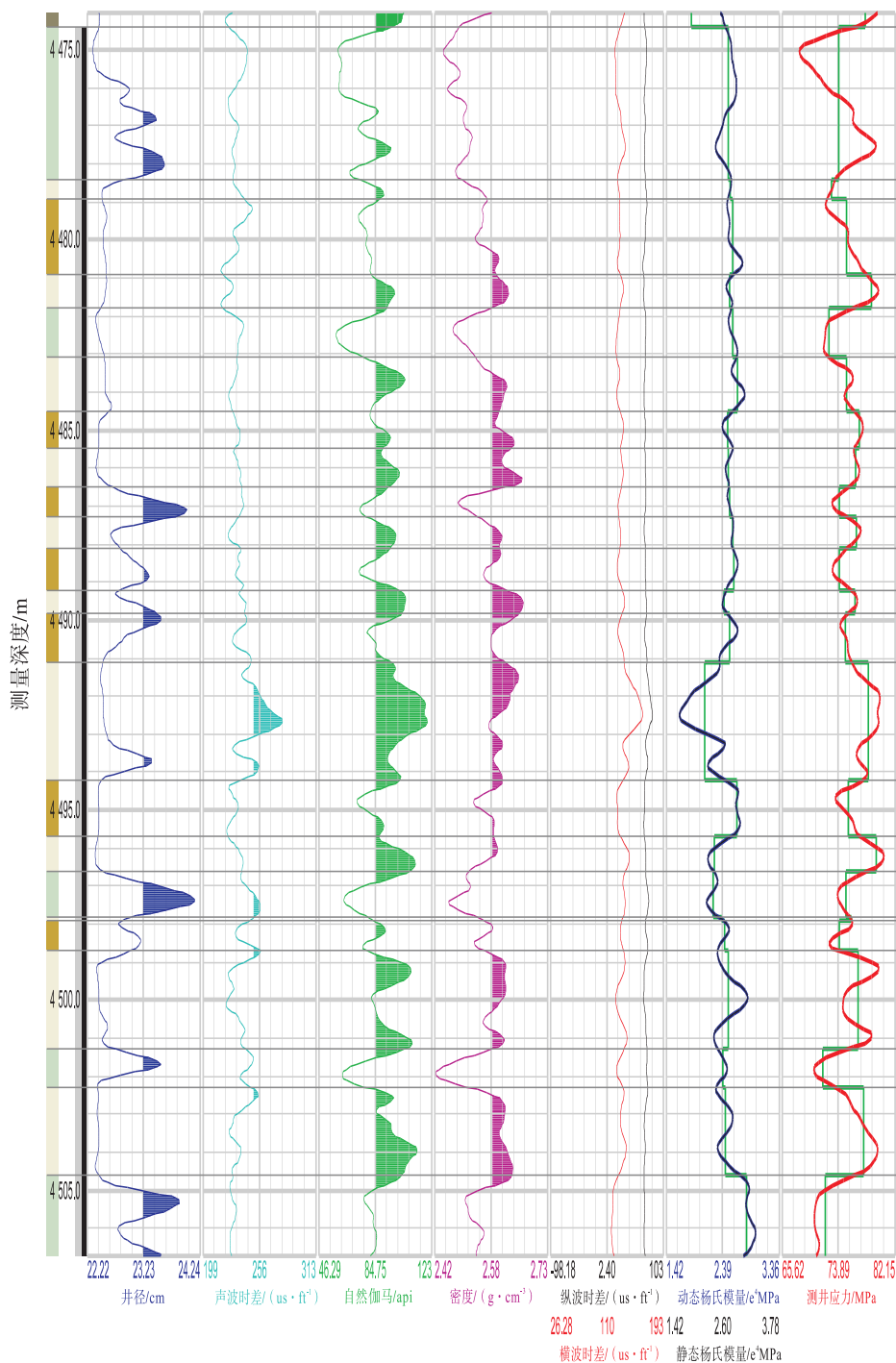


图 2 压裂目的层岩石力学参数曲线

2.2.2 压裂工艺参数优化

2.2.2.1 施工规模优选

通过增产倍数分析,当加砂强度为 $0.6 \text{ m}^3/\text{m}$ 时,其增产倍数明显小于其他五种加砂强度。参数曲线表明,随着加砂强度的增大,虽然增产倍数有所提高,但提高幅度越来越小,当加砂强度为 $1.4 \text{ m}^3/\text{m}$ 时,与加砂强度 $1.2 \text{ m}^3/\text{m}$ 相比,提升作用不明显。综合分析认为,加砂强度在 $1.1 \sim 1.3 \text{ m}^3/\text{m}$ 区间内较为合理,因而设计加砂强度为 $1.2 \text{ m}^3/\text{m}$,见图 3。

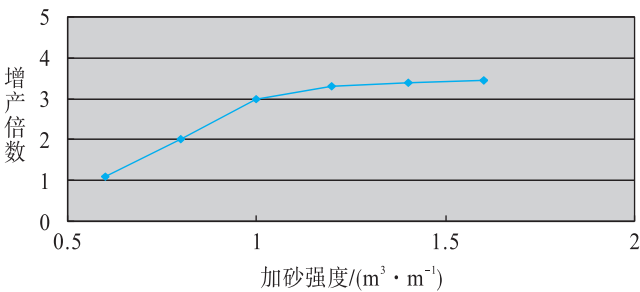


图 3 施工规模优选曲线

2.2.2.2 加砂时机优选

选择适当的加砂时机即选择合理的前置液用量,是确保施工成功并获得较好压裂改造效果的重要前提条件之一。一方面足够的前置液量能形成有效的裂缝体积,提高施工成功率;另一方面过多的压裂液进入地层,将会对裂缝支撑带和地层渗透率造成难以恢复的损害,从而影响压裂效果。因此,前置液量的选择是非常重要的,模拟结果见表 5。

表5 不同前置液量软件模拟结果

前置液量/ m ³	加砂时裂缝 宽度 /cm	支撑裂缝顶底界 位置 /m	裂缝半长 - 裂 缝支撑半长 /m
100	0.55	—	砂堵
140	0.59	—	砂堵
180	0.72	4 249.5~4 277.3	6.1
220	0.65	4 244.8~4 282.4	12.5

通过压裂软件对不同前置液量进行了模拟,经综合分析,确定 180 m^3 的前置液量为最优设计量。

2.2.2.3 压裂管柱设计

采用压采联作管柱^[4],压裂后及时排液,达到有效

保护油气层的目的。压裂管柱结构为:P110 $\Phi 89$ mm 外加厚油管+ $\Phi 89$ mm 内滑套防垢水力泵(内径 53 mm)+托砂皮碗(内径 48 mm)+ $\Phi 73$ mm 油管 1 根+单向堵塞器工作筒+ $\Phi 115$ mm RTTS 封隔器(内径 45 mm) $\times 3$ 500 m+ $\Phi 73$ mm 油管 1 根+ $\Phi 62$ mm 喇叭口。

完成压裂管柱时,井筒替高密度防水锁液,既有效降低了水锁伤害,又保证了施工安全。

2.2.3 压裂优化设计结果

应用支撑剂多级段塞技术、支撑剂粒径与裂缝缝宽匹配技术^[5],通过模拟计算,设计了泵注程序,见表6;模拟裂缝支撑浓度剖面见图4。

表6 泵注程序表

序号	名称	用液量 /m ³	注入排量 / (m ³ ·min ⁻¹)	砂液比 / (%)	加砂量 /m ³	粒径 / mm
1	注前置液	40	4.0~5.0	—	—	—
2	注携砂液	40	4.0~5.0	5~8	2.0	0.3~0.6
3	注前置液	100	4.0~5.0	—	—	—
4	注携砂液	202	4.0~5.0	5~40	39.1	0.3~0.6
5	注顶替液	28.3	4.0~5.0	—	—	—
6	合计	410.3	—	—	41.1	—

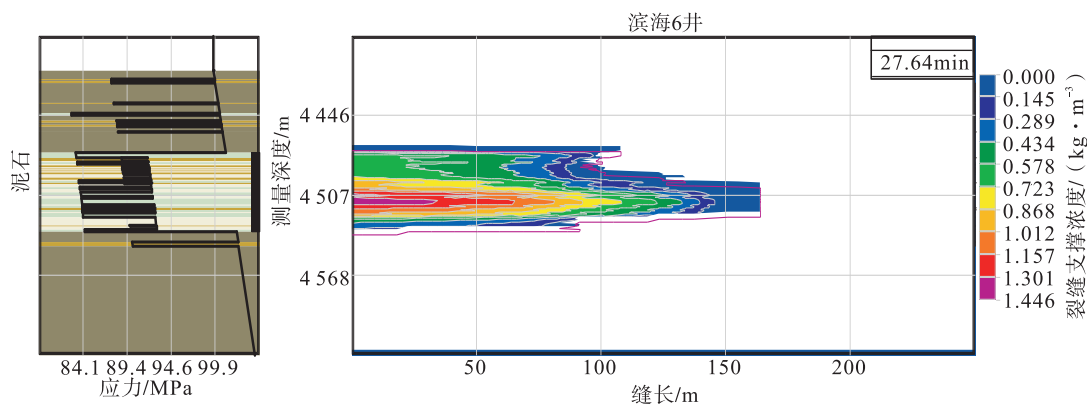


图 4 裂缝支撑浓度剖面图

3 高温压裂液体体系的现场应用

3.1 现场应用及应用效果

滨海 6 井第一层压裂,加砂 36.6 m³,排量 4.1~3.9 m³/min,泵压 70~63 MPa。压前:泵排,15h 产油 3.2 m³,产气 2 599 m³,残酸 7.4 m³;压后:8 mm 油嘴日产油 103.6 m³,日产气 29 000 m³。效果显著,见图 5~6。

现场应用数据表明,与常规压裂液相比,优选的低伤害压裂液延迟交联时间延长了 46.25 %,有效降低了管道和井筒中的摩阻,与清水相比,降阻率为 67 %,达到了降低施工泵压目的。

3.2 安全措施

a)在压裂船上实行高低压分区、二次供液、安装

单流阀等措施,提高了施工安全性;

b)安装快速解脱装置,制定压裂船紧急撤离平台应急预案,保证压裂船在紧急情况下安全快速撤离平台。

4 结论

针对滨海 6 井储层特征及压裂难点,研究开发了低伤害高温压裂液体系。该体系不含易燃添加剂,具有粘度适宜、低残渣、低伤害、易返排、防膨性能好、降阻性能优良的特点,满足海上压裂的需要。通过压裂工艺参数优化、配套技术应用、联作工艺应用以及制定安全措施实施等途径,初步形成了海上压裂工艺。滨海 6 井的成功应用,为下一步海上大型压裂技术改

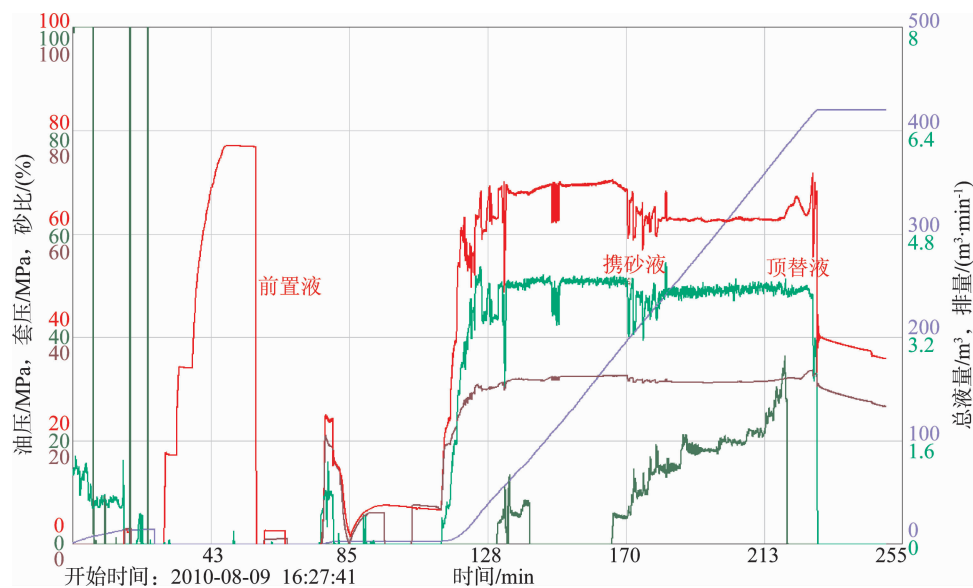


图 5 滨海 6 井施工曲线

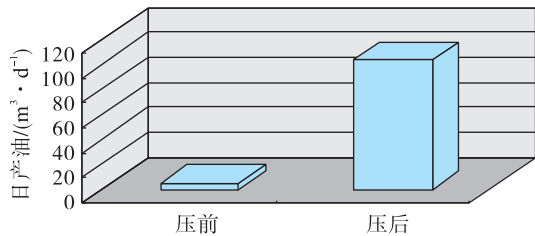


图 6 滨海 6 井压裂前后效果对比

造提供了宝贵经验。

参考文献:

[1] 巩 艳,林 宇,汝欣欣,等.天然气水合物储运天然气技术[J].天然气与石油,2010,28(2):4-7.

[2] 李道品.低渗油田的开发方式[J].特低渗透油气田,1997,2(1):34-38.

[3] 冉莉娜,丁国生,王芝银,等.构造应力对地下储油岩库稳定性影响数值模拟[J].天然气与石油,2010,28(1):37-40.

[4] 罗英俊.采油技术手册[M].北京:石油工业出版社,2005.

[5] 葛家理.现代油藏渗流力学原理[M].北京:石油工业出版社,2001.

