

环江油田巴19区块长7段钙夹层评价与 大斜度井分段压裂优化

宋景远^{1,3}, 姚 谋², 景文平², 刘圣战³, 毛冠华², 张 恒², 季长伟²

(1.北京探矿工程研究所,北京100083; 2.长庆油田采油七厂,甘肃环县745700; 3.华油能源集团,北京100012)

摘要:为实现最大化油藏接触,提高油藏产出水平,长庆环江油田巴19区块长7油藏采用大斜度井开发方式。在初期压裂改造中,由于忽视了层内钙质夹层对压裂缝高的影响,导致实际裂缝的几何形态与设计产生巨大偏差,出现了邻井裂缝串通及生产高含水等问题。本文通过研究油藏剖面测井特征,在细分层位基础上分析纵向应力分布,研究“复合层效应”影响裂缝高延伸的关键因素,优化了分段压裂方案,获得了更好的水力裂缝几何形态和尺寸。技术调整后现场压裂工艺质量获得提高,长7段油藏压裂改造质量优良率100%,大大提高了该区块的开发水平。

关键词:分段压裂;钙夹层;大斜度井;复合层效应;环江油田

中图分类号:TE2;TE3 文献标识码:A 文章编号:2096-9686(2021)10-0029-07

Calcic interbed evaluation and multi-stage frac optimization for high deviation wells in Chang-7 reservoir, Ba-19 Block of Huanjiang Oilfield

SONG Jingyuan^{1,3}, YAO Mou², JING Wenping², LIU Shengzhan³,

MAO Guanhua², ZHANG Heng², JI Changwei²

(1.Beijing Institute of Exploration Engineering, Beijing 100083, China;

2.No.7 Oil Production Plant of Changqing Oilfield, Huanxian Gansu 745700, China;

3.SPT Energy Group, Beijing 100012, China)

Abstract: In order to maximize reservoir contact and improve reservoir productivity, highly deviated wells are used in Chang-7 reservoir, Ba-19 block of Huanjiang Oilfield. In the earlier frac treatment, negligence of the influence of the calcic interbed on fracture height led to a very different actual fracture geometry from the design, resulting in the problems of fracture channeling between wells and high water cut production. With examination of reservoir profile logging characteristics, analysis of the vertical stress distribution based on the subdivision layers, and investigation of the key factors of “the composite layer effect” affecting fracture height extension, the multi-stage fracturing scheme was optimized which produced a better hydraulic fracture geometry and size. The technical modification improved fracturing treatment quality with the good rate of fracture stimulation in Chang-7 reservoir up 100%; Thus, greatly improving the development level in the area.

Key words: multi-stage frac; calcic interbed; high deviation well; composite layer effect; Huanjiang Oilfield

1 背景资料

1.1 地质概况

环江油田属西南沉积体系,三叠系时主要受西

南物源控制,发育了一套以碎屑岩为主的辫状河三角洲-湖相沉积体系,经过长7期湖盆的扩张后,开始收缩,到长3期湖盆收缩较快,其沉积环境从大面

收稿日期:2020-12-09; 修回日期:2021-04-28 DOI:10.12143/j.ztgc.2021.10.004

作者简介:宋景远,男,汉族,1966年生,高级工程师,化学专业,从事钻井液/压裂液研究和技术服务工作,北京市海淀区学院路29号, songjingyuan3g@163.com。

引用格式:宋景远,姚谋,景文平,等.环江油田巴19区块长7段钙夹层评价与大斜度井分段压裂优化[J].钻探工程,2021,48(10):29-35.

SONG Jingyuan, YAO Mou, JING Wenping, et al. Calcic interbed evaluation and multi-stage frac optimization for high deviation wells in Chang-7 reservoir, Ba-19 Block of Huanjiang Oilfield[J]. Drilling Engineering, 2021,48(10):29-35.

积的水下沉积演变为水上沉积,直至深湖相消失,全部演变为浅湖相的沉积。侏罗纪时,由于盆地的整体抬升,环江地区大面积缺失长1地层。

巴19井区位于甘肃省环县洪德乡马塬村,区域上属陕北斜坡西南段,局部构造位于庆阳鼻褶带,构造形态为一个西倾单斜。发育了一套以碎屑岩为主的辫状河三角洲-湖相沉积体系,区域上属陕北斜坡西南段,局部构造位于庆阳鼻褶带,构造形态为一个

西倾单斜。环江地区长7层发育半深湖-深湖的浊积水道微相沉积环境。长7油藏空间上砂体薄,连片性差,纵横向延伸范围有限。油藏圈闭类型为岩性油藏,圈闭成因与砂岩的侧向尖灭以及岩性致密遮挡有关,未见边底水及油水界面,原始驱动类型为弹性溶解气驱。

该区块多口井的连井剖面如图1所示,长7段油藏砂体展布由南向北呈逐渐变薄的趋势。

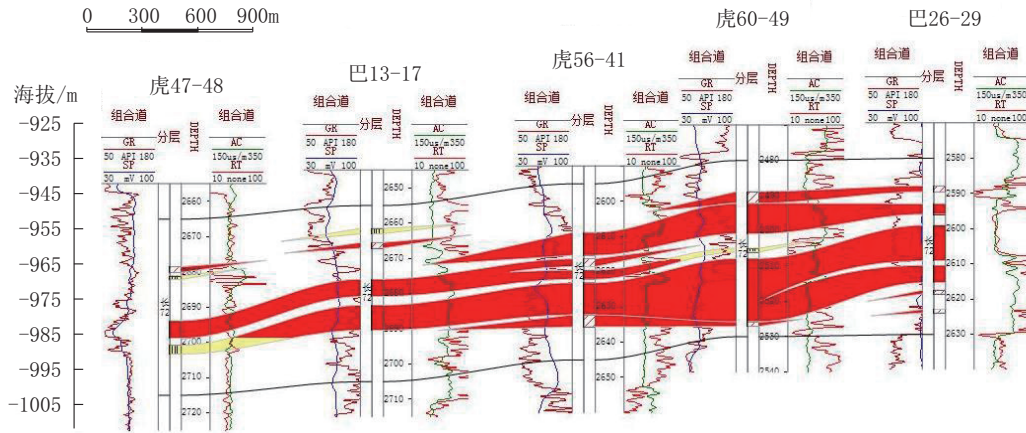


图1 巴19区块连井剖面

Fig.1 Well connection profile in Ba-19 block

环江油田巴19区长7段储层岩性主要为褐灰色含油斑细砂岩、深灰色细砂岩、少量泥质粉砂岩以及部分深灰色泥岩。采用薄片鉴定和X-射线衍射全岩定量分析岩石矿物组分,由分析结果可知,巴19区长7段矿物成分主要成分以斜长石、石英为主,粘土矿物、方解石和钾长石次之,除此之外还含有少量白云石、菱铁矿。其中石英含量42.53%~82.96%,平均60%;斜长石含量0.85%~39.86%,平均19.02%;粘土矿物含量5.41%~22.76%,平均10.38%;方解石0.49%~23.3%,平均3.34%;白云石平均含量2.8%左右;黄铁矿和菱铁矿含量之和不足1%。粘土矿物主要发育有伊利石和绿泥石,伊蒙混层和高岭石次之。该区岩性致密,根据岩心分析统计,该区平均孔隙度为9.6%、渗透率为0.26 mD。

地面原油具有三低特征,即低密度、低粘度、低凝固点。地层原油粘度为1.27 mPa·s,地层原油密度为0.74 g/cm³,气油比107.21 m³/t。地层水为Ca-Cl₂水型,总矿化度为53.9 g/L,pH值为6.2。

长7₂油藏平均埋深2520~2560 m,长7₂地层温度88.9℃,原始地层压力23.2 MPa。

1.2 完井方式

根据开发方案,巴19区块采用大斜度井身套管完井方式^[1],目的层段长7井斜75°~85°,钻穿整个长7段油藏,钻遇油藏长度70~110 m,图2为巴14-22X井钻井剖面,巴16-23、巴15-22为相邻井,用于定位地层。

由于采用大斜度井身完井方式,钻遇油藏长度会比直井更长,油藏看起来更“厚”,因此采用分段压裂改造方式^[2],希望以人工裂缝的方式控制更大泄油面积,获得更高产量。

2 问题提出

2017年完钻探井巴19长7₂钻遇油层16.5 m,试油获得了11.2 t/d的工业油流。2018年该区块开始注水并实施大斜度定向井压裂,进一步提升开发效果。

巴19区块大斜度井采用分段压裂改造,分段数

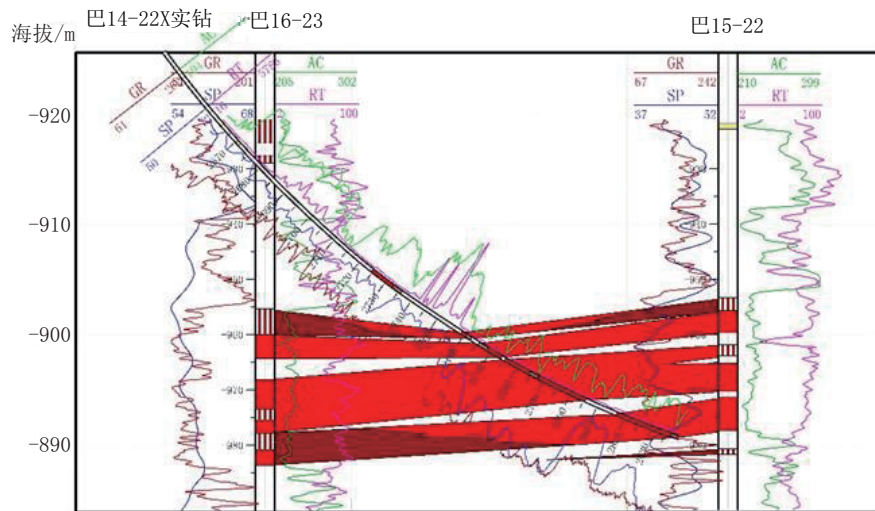


图2 巴14-22X井的实际钻井剖面

Fig.2 Actual drilling profile of a well

3~5段,依据测井成果,压裂点一般选择物性好、油气显示好的部位,压裂液为混合压裂液^[3]:滑溜水+交联液,支撑剂采用石英砂或者陶粒,设计水力半缝长150~180 m。表1为某井裂缝设计参数,设计水力半缝长150~180 m,依据开发方案,巴19区块采用反九点菱形井网开发^[4],井距420~450 m,针对巴19区块长7油藏低渗、低压的特点,缝长比0.33~0.43是安全的^[5],符合低渗油田的开发要求。

表1 某井裂缝设计参数

Table 1 Fracture design parameters of a well

压裂段数	喷射点位置/m	段间距/m	设计水力半缝长/m
1	2870.0	14	150
2	2856.0	16	180
3	2840.0	20	180
4	2820.0		150

2019年该区块在压裂过程中,发现如下问题:

(1)部分层段压裂过程中,邻井井口压力升高,甚至有压裂液从邻井井口喷出,致使本段压裂紧急中止,切换到下一段施工;

(2)部分井压后生产高含水,含水率超过90%,有的井甚至达到100%,无法正常投产。

压裂中出现的问题导致后果:受影响的相邻井关停,注水井关停影响整个井组的能量补充,产量下降,采油井关停更是直接减少产量;高含水井由于无法正常投产需要进行堵水作业,成本投入大幅增加,

并且目前的笼统堵水工艺效果欠佳,堵水施工还会带来一系列的工程问题。

压裂中存在的这些问题已经严重影响了巴19区块的正常生产,因此,解决该区块的压裂问题势在必行,压裂改造质量的改善是提高巴19区块开发效益的关键。

3 问题分析

巴19区块的压裂问题体现在2个方面。

(1)压裂过程中邻井井口压力升高,甚至压裂过程中压裂液从邻井井口喷出。

这是典型的井间连通现象,邻井压力升高是由于井间连通后的压力传导所致,极端情况下的邻井喷出压裂液则说明产生了直接相连的较大通道(比如裂缝相交的情况)。据此可以明确判断出压裂施工产生裂缝的实际缝长比设计缝长要长很多。

(2)压后生产高含水。

综合分析区块构造,没有边水油藏特征,目的段长7段邻近也没有水层分布。

该区块是注水开发,注水井周围有水淹区。

结合前面对于压裂施工产生裂缝的实际缝长比设计缝长要长很多这一判断,产生高含水的原因应该是水力裂缝过长,延伸进入了水淹区所致。

依据井网特征,巴19区块井距420~450 m,设计水力半缝长150~180 m,缝长比0.33~0.43,在设计水力缝长比<0.5的情况下,水力裂缝很难串通至

邻井,尤其是油田开发的初期更不会这样;而实际现场形成裂缝是贯穿邻井(部分井)的,并且导致了一系列的严重后果,这表明,前期压裂井的设计水力裂缝形态和尺寸与施工形成的实际裂缝形态和尺寸偏差很大。

4 解决对策

前期压裂设计的技术思路是将长7段当作一个均质岩性体^[6-7],建立的裂缝模型如图3所示,不考虑图中内部夹层和层内岩性变化的影响,因此水力裂缝缝高贯穿整个长7储层^[8]。

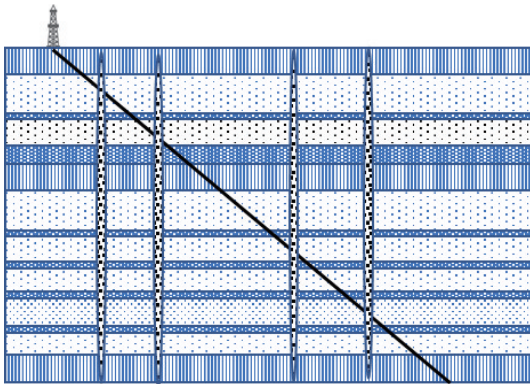


图3 长7段压裂裂缝缝高延伸模型(均质模型)

Fig.3 Fracture height extension model for the Chang-7 section (homogenous model)

完全均质的储层是不存在的,它只是一种为了简化问题而使用的理想化的假设,当实际实施效果与设计相符时,是一种很好的方法,但是现在的实施效果严重偏离设计,我们必须放弃这种理想模型。

实际上长7段包括砂岩、泥岩、砂泥岩、泥砂岩等不同岩性,具有不同的应力,并且内部夹层发育。因此需要通过研究油藏剖面测井特征,在细分层位基础上分析纵向应力分布,研究“复合层效应”影响裂缝缝高延伸的关键因素,重新建立裂缝模型,修正设计水力裂缝形态和尺寸,并优化分段压裂方案。

裂缝延伸模型是在压裂设计分析软件中建立的,输入地层参数,然后使用实际压裂数据进行模拟,通过调整参数使模拟结果与微地震裂缝监测结果相符。

4.1 储层测井应力剖面分析

长7段拥有较厚的砂体,层内以及层间有5~8条数量不等的致密层、泥岩层,且上下隔层都是巨厚

泥岩层。经过应力计算以及现场施工实际压力值分析判断,致密夹层以及泥岩层与砂层都有较大的应力差值,超过20 MPa,尽管这些夹层厚度小,大多数0.1~0.5 m,部分1~3 m,但是这些夹层的特征是夹层数量多、频度高,与邻层应力差大,在正常施工排量情况下对水力裂缝高度的纵向延伸有很强的抑制作用。

图4为巴19区块典型测井剖面图(校正直井剖面),从图上可以看出,纵向上长7油藏由2组大砂体组成:长7₁砂组、长7₂砂组,两砂组之间夹层岩性为砂泥岩,厚度为10 m左右,在长7₁、长7₂砂体内部发育多段0.1~0.5 m厚的夹层,夹层为钙质致密层^[9],本区域钙质夹层是指钙质胶结的致密砂岩,孔隙物主要为碳酸盐,含量一般大于10%,为储层中的渗流屏障,钙质夹层增加储层的非均质性,岩心观察可知钙质砂岩层颜色为灰白色或灰绿色,单层厚度为0.1~0.4 m,最厚可达0.7 m;不含油或非均质含油,与含油砂岩之间存在明显的界限;宏观产状为层状、不规则层状和纹层状。一般测井响应特征:(1)自然电位偏向泥岩基线;(2)低自然伽马值,<80 API;(3)感应测井的电阻率曲线均为高值,>15 Ω·m,表现为正方向凸起的“尖峰”状曲线形态;(4)声波时差明显低值,<225 μs/m,表现为负方向凸起的“尖峰”状测井曲线;(5)密度测井明显高值。一般碳酸盐含量越高,上述特征就越明显,应力表现为高应力特征。同层段的砂岩声波值225 μs/m左右,伽马值80 API左右。

由于巴19区块没有全波测井数据,只有纵波数据,且该区块属于低孔/低渗致密储层,应用经验公式Newberry地应力模型来计算储层应力^[10]。

$$S_h = \frac{\mu}{1-\mu} (S_v - \alpha P_p) + P_p$$

式中: μ ——地层的泊松比; S_v ——垂向应力; α ——弹性系数; P_p ——储层孔隙压力。

应用测井数据对长7段应力计算结果如图5所示。

4.2 裂缝模型

由于巴19区块的长7段在纵向上有较强的非均质性,该段不仅包含砂岩油藏储积体,而且还有数量不等、厚度不一的钙夹层、致密夹层、含泥质夹层,这些高频度分布的非储集体岩层,具有典型的高应力特征^[11],因此在建立新的裂缝模型时,根据储层测

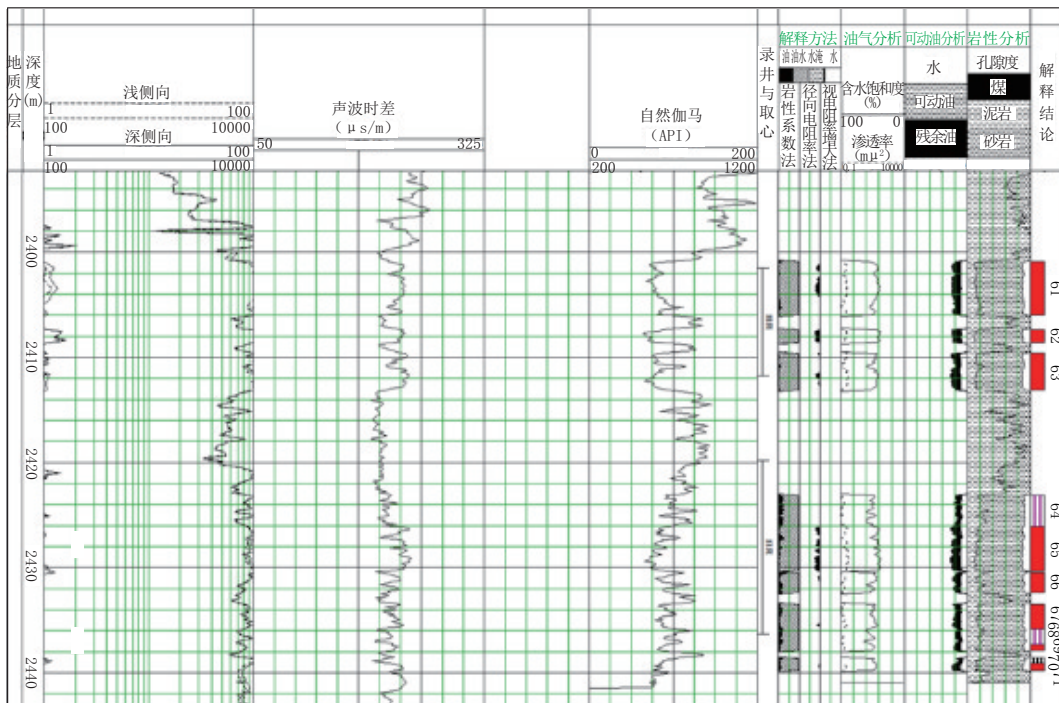


图 4 长 7 段测井剖面

Fig.4 Logging profile for the Chang-7 section

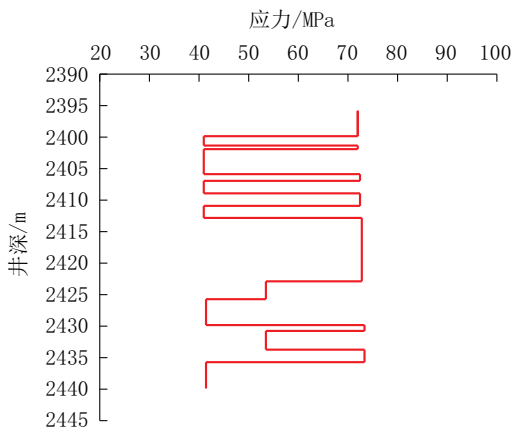


图 5 长 7 段测井应力计算结果

Fig.5 Stress logging results for the Chang-7 section

井应力剖面分析结果(参考图 5),将长 7 段层位进行更详细的划分,成为为一个包含 5~8 个或更多小层的复合层。

复合层会产生显著的“复合层效应”:小层的应力和岩性的差异限制了裂缝缝高的发展。在压裂过程中水力裂缝三维延伸的条件下,导致水力裂缝在缝长方向的扩展倾向增强,形成的水力裂缝缝长增加。

以图 5 的应力剖面为基础,使用压裂软件模拟

水力裂缝的纵向(缝高)延伸情况,模拟结果如表 2 所示。

表 2 长 7 段水力缝高模拟结果

Table 2 Simulation results of hydraulic fracture height for the Chang-7 section

排量/(m ³ ·min ⁻¹)	压裂液类型	模拟缝高/m
1.5~3.0	混合水	3.2~5.6
3.0~5.0	混合水	5.6~7.8
5.0~8.0	混合水	7.8~10.6

模拟结果表明,钙质夹层和致密夹层(复合层)对于水力裂缝的纵向(缝高)延伸有较强的阻挡作用^[12]。在正常施工参数条件下,缝高只能突破部分夹隔层,而不能完全贯穿整个砂体,也就是说,裂缝只能在局部砂体内延伸。

在复合层效应下长 7 段的水力裂缝模型如图 6 所示^[13-14]。

使用压裂软件对实际压裂井数据进行水力裂缝拟合分析,得到了如表 3 所示的拟合结果。

拟合结果表明,压裂施工产生的实际水力裂缝长度与原设计有巨大偏差(大幅度增加)。

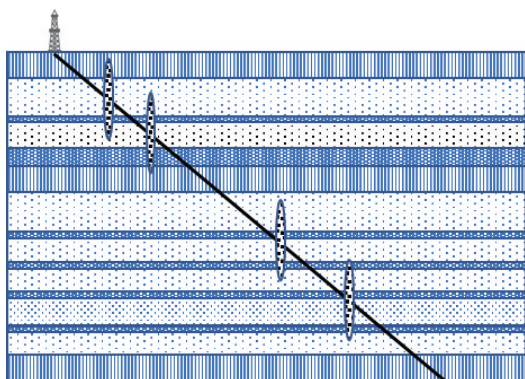


图6 长7段压裂裂缝高延伸模型(复合层模型)

Fig.6 Fracture height extension model for the Chang-7 (composite layer model)

表3 长7段压裂拟合水力半缝长对比

Table 3 Simulation results of hydraulic fracture length for the Chang-7 section

对比项目	排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	压裂液 类型	半缝长/ m
复合层模型(新模型)	5.5	混合水	240~280
均质模型(原设计)	5.5	混合水	150~180

4.3 结果验证

综合表3采用新模型模拟的结果,长7段油藏压裂施工产生的实际水力裂缝半缝长远远长于原设计,导致实际的缝长比超过了0.5(半缝长240~280 m,而井距是420~450 m)。这一模拟结果可以合理解释此前该区块遇到的问题:

(1)当相邻井都实施了水力压裂时,容易发生井间裂缝连通。

(2)在注采井网完善,注水井(注水井为直井,不压裂)已经有一定的注水量的情况下,水力裂缝延伸至水淹区从而导致压后生产高含水。

4.4 巴19区块压裂优化原则

根据前述应力评价结论(参考图5)以及水力裂缝形态和尺寸的拟合分析结果,综合考虑缝间干扰等因素^[15],按照以下原则来优化巴19区块大斜度井分段压裂:

(1)细密分段^[16],一般以4~6段为宜,实际视测井剖面解释结论,适当考虑多分段。

(2)中等加砂规模,在工艺条件相近,施工排量砂比等参数改变不大的情况下,单缝加砂量控制在35~55 m^3 ,一定要考虑复合层效应,通过模拟严格

控制水力缝长^[17]。

(3)缝长比0.25~0.3为宜,重点考虑部分井网已经实施早期注水的情况。

5 实施效果

从2020年开始,遵循上述优化原则进行压裂设计,巴19区块实施压裂施工18口井,平均单井压裂5段,较2019年增加1.5段,压裂一次成功率100%。压裂过程中所有邻井没有出现压力升高或者裂缝连通邻井的情况。稳定生产后含水率保持在30%以下,为正常水平,没有高含水井。

综合2020年该区域压裂效果,技术调整后现场压裂工艺质量获得提高,长7段油藏压裂改造质量优良率100%,大大提高了该区块的开发水平。优化调整后的压裂方案确保了巴19区块的高质量开发。

6 结论

经过压裂方案优化调整,环江油田巴19区块压裂效果获得大幅度提升,对于该地区大斜度井压裂有如下认识。

(1)巴19区块长7油藏发育的隔层、钙夹层有较高的应力特征,对于水力缝高延伸有较强的抑制作用。由于没有考虑复合层效应,前期压裂的实际缝长远大于设计缝长,从而导致了井间连通和沟通水淹区的问题。

(2)通过纵向应力分析,综合考虑复合层效应,建立了更接近于实际的新的裂缝模型,新裂缝模型缝高减小,缝长增加。

(3)采用新的裂缝模型进行压裂设计,充分考虑复合层效应,通过模拟严格控制水力缝长,没有发生井间连通和沟通水淹区的问题,长7段油藏压裂改造质量优良率100%,大大提高了该区块的开发水平。

(4)长7段油藏的大斜度井身结构需要分段改造,分段原则以细密分段为主,在压裂实践过程中没有发现缝间干扰现象。

参考文献(References):

- [1] 中国石局长庆油田分公司. 长庆油田2018年油田产能建设钻采工程方案[R]. 2018.
CNPC Changqing Oilfield Branch. 2018 Changqing Oilfield production capacity construction drilling and production engineering plan[R]. 2018.
- [2] 牛增前,隋向云,张平. 大斜度井压裂工艺研究[J]. 石油钻采工

- 艺, 2005, 27(S1): 69-71, 97.
- NIU Zengqian, SUI Xiangyun, ZHANG Ping. Research on fracturing technics for high angle deviated hole [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005, 27(S1): 69-71, 97.
- [3] 范华波, 刘锦, 郭钢, 等. 致密油气EM30滑溜水压裂液体系[J]. 石油科技论坛, 2017, 36(S1): 124-127, 199.
- FAN Huabo, LIU Jin, GUO Gang, et al. Tight oil and gas EM30 slippery hydraulic fracturing fluid system [J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2017, 36(S1): 124-127, 199.
- [4] 林飞, 欧阳传湘, 胡兵, 等. 菱形反九点井网裂缝参数研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2016, 29(4): 38-42.
- LIN Fei, OUYANG Chuanxiang, HU Bing, et al. Fracture parameters of diamond shaped nine-spot pattern [J]. Journal of Petrochemical University, 2016, 29(4): 38-42.
- [5] 张士诚, 温庆志, 王凤和, 等. 水平缝四点井网整体压裂裂缝参数优化设计[J]. 石油学报, 2004, 25(1): 74-78.
- ZHANG Shicheng, WEN Qingzhi, WANG Fenghe, et al. Optimization design of fracture parameters for four-spot well pattern with horizontal fractures [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 74-78.
- [6] 赵玉东, 石瑾, 付大其, 等. 注采井网大斜度井压裂裂缝优化研究及应用[J]. 内蒙古石油化工, 2015, 41(17): 143-145.
- ZHAO Yudong, SHI Jin, FU Daqi, et al. Research and application for optimization of fractured fissure in highly deviated wells in injection-production well spacing [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2015, 41(17): 143-145.
- [7] 杜波, 高咏梅. 张家垛油田大斜度井压裂工艺技术研究[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(5): 58-63.
- DU Bo, GAO Yongmei. Research on fracturing technology of high angle deviated wells in Zhangjiaduo Oilfield [J]. Progress in Exploration Geophysics, 2017, 7(5): 58-63.
- [8] 张欢, 安明胜, 马明宇, 等. 安塞特低渗储层钙质夹层识别及其对开发的影响[J]. 复杂油气藏, 2014, 7(1): 45-48.
- ZHANG Huan, AN Mingsheng, MA Mingyu, et al. Identification of calcareous intercalated layer and its impact on development of extra-low permeability reservoirs in Ansai oilfield [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2014, 7(1): 45-48.
- [9] 张义元, 魏庆芝. 利用测井资料计算连续地应力剖面[J]. 大庆石油地质与开发, 1993(2): 61-65, 8.
- ZHANG Yiyuan, WEI Qingzhi. Calculating continuous terrestrial stress profile by using well-log information [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1993(2): 61-65, 8.
- [10] 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, 1999.
- WANG Hongxun, ZHANG Shicheng. Numerical Calculation Method for Hydraulic Fracturing Design [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [11] 李扬, 邓金根, 蔚宝华, 等. 储/隔层岩石及层间界面性质对压裂缝高的影响[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(6): 80-86.
- LI Yang, DENG Jingen, YU Baohua, et al. Effect of reservoir /barrier and interfacial properties on hydraulic fracture height containment [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(6): 80-86.
- [12] 侯鹏, 高峰, 张志镇, 等. 黑色页岩力学特性及气体压裂层理效应研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2016, 35(4): 670-681.
- HOU Peng, GAO Feng, ZHANG Zhizhen, et al. Mechanical property and bedding inclination effect on gas fracturing of black shale [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2016, 35(4): 670-681.
- [13] 张景, 王颖, 范希彬, 等. 致密砂砾岩储层应力敏感性评价研究[J]. 中国海上油气, 2020, 32(3): 105-110.
- ZHANG Jing, WANG Ying, FAN Xibin, et al. Evaluation study on the stress sensitivity of tight glutenite reservoir [J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(3): 105-110.
- [14] 张玉广, 杨东, 唐鹏飞, 等. 致密油层水平井缝间干扰因素及干扰界限[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(5): 240-244.
- ZHANG Yuguang, YANG Dong, TANG Pengfei, et al. Intercrack interfering factors and limits for the horizontal well in the tight oil layers [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(5): 240-244.
- [15] 江海畏, 薛启龙. 电爆冲击波对储层致裂效果影响因素的数值模拟研究[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2020, 47(11): 70-76.
- JIANG Haiwei, XUE Qilong. Numerical simulation study of the influencing factors of electric explosion shock waves on reservoir fracture initiation [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020, 47(11): 70-76.
- [16] 周明德, 付春权, 李兴科, 等. 分段压裂水平井产能影响因素分析[J]. 当代化工, 2018, 47(2): 313-315, 319.
- ZHOU Mingde, FU Chunquan, LI Xingke, et al. Analysis on influencing factors of productivity of multi-fracturing horizontal wells [J]. Contemporary Chemical Industry, 2018, 47(2): 313-315, 319.
- [17] 李勇明, 周文武, 赵金洲, 等. 低渗透油藏水平井分段压裂半解析产能计算与影响因素研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(2): 52-57.
- LI Yongming, ZHOU Wenwu, ZHAO Jinzhou, et al. Semi-analytical productivity calculation and sensitive factors for the multi-stage fractured horizontal well in low permeability reservoirs [J]. Progress in Exploration Geophysics, 2018, 8(2): 52-57.

(编辑 李艺)