

阿根廷 San Jorge 盆地凝灰质砂岩压裂测试特征分析

李行船,尚会昌

中国石化国勘阿根廷公司钻完井部 北京 100083

通讯作者:Email: xcli.sipc@sinopec.com

引用:李行船,尚会昌. 阿根廷 San Jorge 盆地凝灰质砂岩压裂测试特征分析[J].油气井测试,2019,28(4):1-6.

Cite: LI Xingchuan, SHANG Huichang. Fracturing test characteristics analysis of tuffaceous sandstone in San Jorge Basin, Argentina [J]. Well Testing, 2019, 28(4): 1-6.

摘要 针对 San Jorge 盆地 SinopecArg 工区凝灰质砂岩储层压裂完井有效期普遍较短以及低效改造的实际情况,从加砂规模、裂缝扩展情况等方面对盆地南翼 15 个区块中抽取的 8 个区块 93 口井共计 216 井次的测试压裂资料进行统计分析,发现工区内大致存在 5 种水力裂缝扩展或滤失特征,其中水力裂缝垂向上的过度扩展及先存微裂隙活化是压裂作业过程中的两大重要特征。从压裂测试响应机制上,认为凝灰质的存在导致垂直裂缝高度增加及先存微裂隙重新活化是加剧作业过程中脱砂风险的主要原因,最终影响工艺成功率及作业有效率。该工区的压裂测试特征分析为后续储层优化改造方案设计和施工参数控制提供了方向。

关键词 San Jorge 盆地; 水力压裂; 微裂隙; 脱砂; 滤失类型; 凝灰质砂岩; 优化设计

中图分类号: TE353 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.04.001

Fracturing test characteristics analysis of tuffaceous sandstone in San Jorge Basin, Argentina

LI Xingchuan, SHANG Huichang

Argentina Branch, Drilling and Completion Department of Sinopec International Exploration and Production Corporation, Beijing 100083, China

Abstract: The effective period of the fracturing and completion of the tuffaceous sandstone reservoir in the SinopecArg work area of the San Jorge Basin was generally short and the stimulation efficiency was low. In order to solve these problems, the statistical analysis of 216 times of test fracturing data of 93 wells in 8 extracted blocks from 15 blocks in the south wing of the basin was carried out from the aspect of sand addition and fracture propagation. It was found that there were five types of hydraulic fracture propagation or fluid loss characteristics in the work area, of which the excessively extended hydraulic fractures and the activation of pre-existing micro-fissures are two important features in the fracturing process. Based on the response mechanism of the fracturing test, it was considered that there are two main reasons for increasing the risk of screenout fracturing during the operation; one is that the presence of tuff will lead to an increase in the height of the vertical fracture; the other is the reactivation of the pre-existing micro-fractures. These two factors ultimately affect the process success rate and operational effectiveness. The analysis of the fracturing test characteristics of the work area provides the direction for the fracturing design optimization and quality control.

Keywords: San Jorge Basin; hydraulic fracturing; micro-fracture; screen out fracturing; fluid loss type; tuffaceous sandstone; optimized design

SinopecArg 工区位于阿根廷 San Jorge 盆地南斜坡,16 个区块,合计面积 4 287 km²,最早(CW 块)1940 年投入开发,主力产油气层段白垩统 CS1、CO 和 MDC 是典型的凝灰质砂岩,储层上下的泥页岩段含有大量的火山碎屑物质。

工区内各区块压裂完井的比例较高,90% 的新井需要压裂投产。但从前期效果统计情况来看,脱砂事件频发(统计约有 40% 的井层在泵注加砂过程

中存在泵入困难)、有效期短等问题(仅 3 个月),致使桶增油成本较高,直接影响了投资收益。因而,亟需加强对凝灰质砂岩层段作业特征的认识,了解凝灰质的影响,锁定影响作业效果的关键因素,为下一步的作业优化提供方向。

凝灰质砂岩是富含直径小于 2 mm 的火山碎屑物、岩石碎屑颗粒和填隙物以陆源沉积碎屑物为主的一种特殊类型砂岩。凝灰质来源于火山作用,正

如邹才能等^[1]综述所提到的,尽管地质学中对火山岩的研究历史很长,但火山岩油气藏研究还处于起步阶段。国外油气藏的油气勘探研究程度较低,虽然发现了众多油气藏,但多作为偶然发现或局部勘探,尚未作为主要领域进行全面勘探和地质研究。国内从1957年开始,经历了偶然发现和局部勘探阶段,直到2002年后才进入全面勘探阶段。

在对凝灰质砂岩储集体研究方面,王宏语等^[2]、王建伟等^[3]、刘万洙等^[4]、包洪平等^[5]从火山碎屑及凝灰质在成岩期及成岩后的溶蚀、玻脱化重结晶作用及黏土矿化作用等方面对储集性能的影响做了系统研究。

对火山岩及凝灰质砂岩的压裂,国内外文献报道相对较少。Weijers L.等^[6]报道了日本裂缝性火成岩油藏优化设计施工案例。其储层的重要特点有两个:一是储层裂缝发育;二是储层段厚度大(780 m)。唐鹏飞^[7]、陈要辉^[8]对海拉尔油田凝灰质储层压裂理论及技术进行了探讨,描述储层有三个重要特点:一是裂缝发育;二是储层砂厚度大,每组地层都有几十乃至上百米的砂体厚度;三是储层水敏严重,尤其是碱性或偏碱性的凝灰质岩样遇水会产生不同程度的水化^[9],这是造成施工作业砂堵事件频发的主要原因。

与上述两个油田有所不同:①San Jorge盆地含油气井段长(150.0~1 363.0 m)、砂体发育,但含油气层数少,且分散;一般单井钻遇油层3~6层、有效厚度10~20 m,单层有效厚度仅为1~3 m;②火山岩碎屑偏中酸性,Davies D. K.等^[10]对工区CM区块的岩心开展了敏感性实验,结果显示在孔隙系统中黏土矿物膨胀不明显;区块砂岩中含铁、钙离子的矿物(方解石、白云石、菱铁矿)较少,遇普通土酸无强烈反应。地层特点的明显不同,必然导致储层改造时裂缝的扩展机制不同,亟需充分认识水力裂缝扩展机制,为水力压裂优化设计提供依据。

测试压裂分析是了解裂缝扩展规律的重要方法。测试压裂也称为小型试验压裂。最初是通过进行一次小型压裂,并对压裂压力进行分析来取得裂缝有关参数,如:裂缝延伸压力、闭合压力、闭合时间、裂缝几何参数、压裂液滤失系数、液体效率等^[11-13],为制定和修改大型压裂设计、指导施工及效果评价提供依据。但其理论模型都是基于可压缩滤饼、常滤失系数的假设,对于应力敏感性较强储层,特别是微裂隙发育储层情况下,压裂液滤失系数随流体压力变化较

大,压降曲线分析会造成很大的误差^[14]。上世纪90年代,Barree R. D.等^[15-16]发展了小型压裂压降分析方法,提出以G函数的叠合导数判断压裂液滤失类型,亦即反映水力裂缝扩展类型的分析方法,适合各类储层特别是应力敏感性储层及层间应力差异不明显情况下的水力压裂诊断。

Stegent N. A.等^[17]应用G函数叠合导数分析了工区临近区块的19井次小型压裂压降曲线,发现体现裂缝回缩模式即反映作业时水力裂缝纵向过度扩展的情形有15井次,但无微裂缝开张显示井次,与Huteau E. D.等^[18]在该盆地的研究相冲突。这可能是限于作者所研究区块的构造位置或者是统计样本的限制所致。因而,多区块、大样本的资料分析统计势在必行。结合岩石力学研究成果,综合分析该工区水力裂缝的扩展规律及作用机制,为有针对性地实施水力压裂优化设计打下坚实基础,是进行深入探究的重要内容及意义所在。

1 工区水力压裂改造的应用技术背景

Ghalambor A.等^[19]在文献中提及,上世纪90年代前,业界就认为水力压裂的作用至少有两个:①去除近井污染;②提高低渗透储层的注采指数。其中,水力压裂在中高渗地层解除地层伤害的作用也受到重视。

同样,在上世纪90年代,工作在San Jorge盆地的油气工程师就认识到,由于San Jorge盆地地层压力系数较低,仅为0.93(地层压力梯度0.092 MPa/m),而钻固井过程所用泥浆密度在1.09~1.22 g/cm³范围,极易引起泥浆侵入导致污染。Giovanni D.P.等^[20]报道的示例井显示,表皮系数高达67。因而在该盆地,水力压裂作为一项“终极解堵”措施,在工区得到广泛应用。

在Sinopec Argentina所属区块的现场实践亦有确切资料证明水力压裂的解堵增产效果。以EH-3072井为例,压前试井双对数曲线呈均质油藏特征,解释表皮系数高达14.6,污染严重,动液面2 170.0 m,产量100 L/h,含水50%。压裂后,试井双对数曲线呈无限导流垂直裂缝井特征,表皮系数降为-4.4,污染解除,动液面1 350.0 m,产量1 200 L/h,含水80%。不仅产油量大幅度提升,流动压差亦降低了约8 MPa,解堵效果明显。但正如前所述,施工时脱砂事故率高、压裂有效期短是制约投资收益的瓶颈。找出水力裂缝扩展规律、认识引起脱砂事件及措施有效期短的主因,是目前工作的当务之急。

2 水力压裂测试响应特征

为避免样本的局限性,从盆地南翼 15 个区块抽取 8 个区块 93 口井计 216 井次的压裂测试资料进行统计分析(表 1),从加砂规模、裂缝扩展情况等方面开展研究。

表 1 测试压裂井分布情况

Table 1 Distribution of test fracturing wells

区块	井数	改造层数
ME	4	9
MEN	10	27
PC	18	51
SPC	14	28
CM	3	5
EH	32	68
CS	4	5
LH	8	23

从 90 井次加砂统计情况来看,按储层厚度折算每米约合 1.6 m³,其值不低于国内 90 年代低渗透储层改造的加砂规模。从模拟计算的填砂裂缝几何参数来看,每口压裂井缝高远远大于层厚,平均支撑缝高是储层厚度的 8.5 倍。在很多情况下,缝高的扩展比横向上缝长的扩展更容易。如图 1 所示,22%的压裂层段缝高 H_f 大于缝长 L_f ,44%的压裂层段缝高 H_f 为缝长 L_f 的 75%以上。

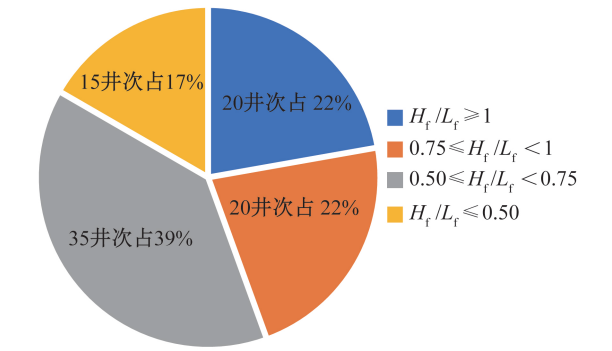


图 1 水力压裂模拟裂缝参数对比情况

Fig.1 Comparison of fracture parameters in hydraulic fracturing simulation

为更深入了解水力裂缝的扩展特征,基于测试压裂诊断的 G 函数方法考察了 216 层小型压裂的压力响应特征。统计发现,工区内大致存在 5 种水力裂缝扩展或滤失特征。如图 2 所示,以前 4 口井为代表的一批井的 G 函数叠和导数曲线较好地符合了 Barree R.D.^[16] 所给出的四种经典模式;此外,还存在 LH-2066(2)井所反映的水力裂缝纵向过度扩展模式(HR 类型)+天然裂缝影响引起过量滤失模式(PDL 类型)。

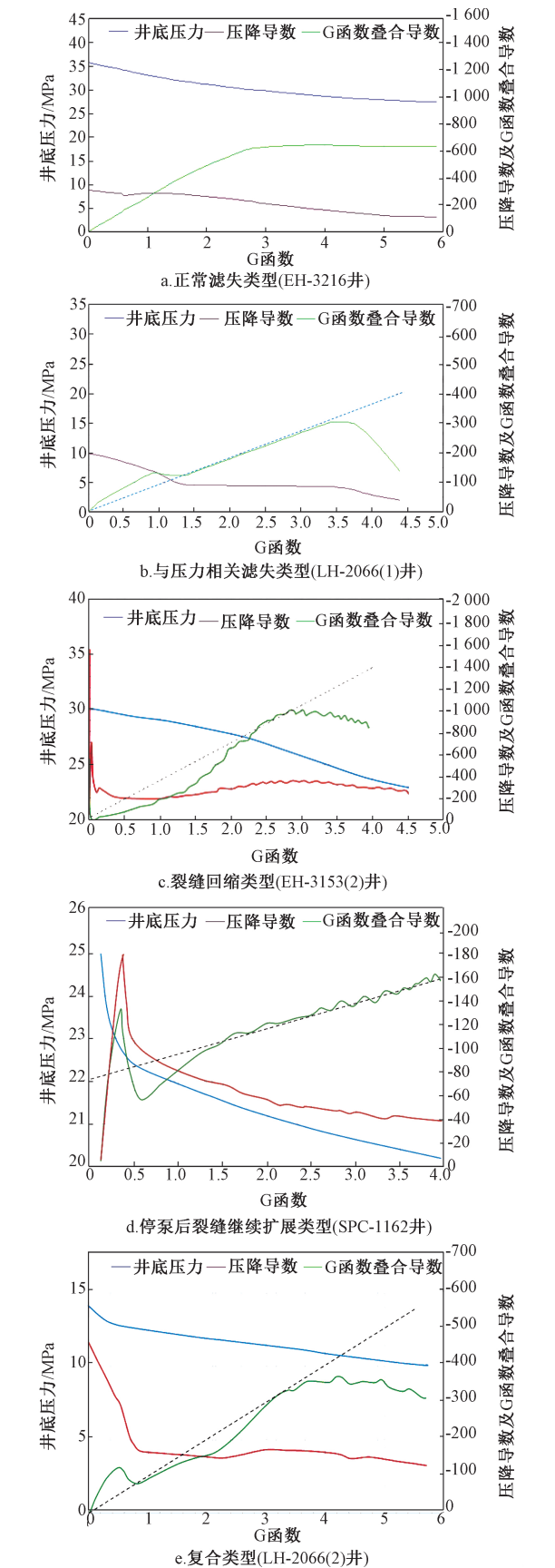


图 2 San Jorge 盆地水力裂缝扩展的几种模式

Fig.2 Several modes of hydraulic fracture propagation in San Jorge Basin

3.1 水力裂缝高度上增长问题

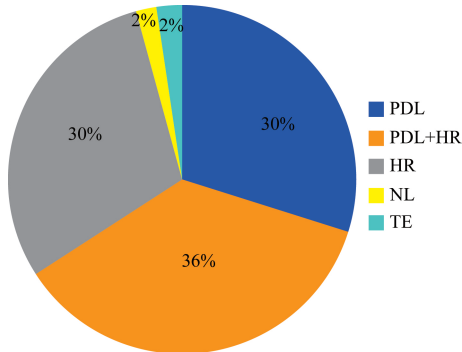


Fig.3 Expansion of hydraulic fractures in San Jorge Basin

3 压裂测试响应机制分析

鉴于水力裂缝高度增加、先存裂缝重新活化是该工区主要的两种扩展模式,对两种模式的形成机制进行了深入探讨。

分析认为,与储层泥页岩段含有大量的凝灰物质有关。由于该区及西部安第斯山系主要发育的是中-酸性岩,根据郝立波等^[21]的矿物分析结果可知,中酸性岩的主要成分是石英和长石类矿物,占矿物组成的 80% 以上。相比于塑性较强的黏土矿物,其硬度更大。因而,凝灰质的大量存在必然提高泥页岩的机械性能,从而缩小了作业目的层与顶、底泥页岩段的应力差,使得裂缝更易垂向上扩展。这一点由在工区开展的矿场测试得到了证实。

地质露头考察、录井及火山活动研究显示,在 San Jorge 盆地,火山灰的含量由东到西、由浅到深整体呈增加趋势,工区构造平面图显示,西部火成岩分布明显高于东部。图 4 是 EHa-4208 井不同井段压裂前、后声波扫描监测成果。解释结果表明,深部盖层/储层应力差要高于浅部地层相应值,在同一施工排量、相近加砂强度条件下,凝灰质含量较高的深部地层裂缝高度扩展要大。

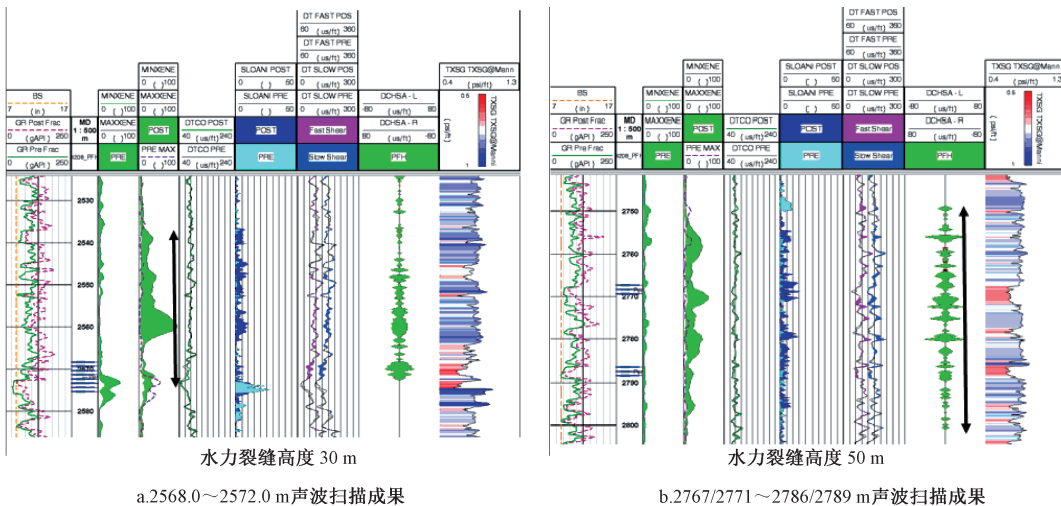


Fig.4 Results of acoustic wave scanning before and after fracturing in Well EHa-4208

垂直裂缝高度上的增加,一方面将降低水力裂缝的宽度,使得泵注后续阶段高浓度的砂浆难以通过而导致砂堵事件发生;另一方面,裂缝在泥岩段的过度扩展将降低压裂支撑剂在储层内的铺置浓度,降低填砂裂缝的导流能力,会直接影响压裂改造后的增产倍数。

水力裂缝在垂向上的过度扩展,不仅降低了支撑剂在储层内的铺置强度,更重要的是“侵入”泥页岩段的填砂裂缝可作为一个“高速通道”,将泥页岩段

内可移动的黏土矿物输送到储层内部,与应力作用下的镶嵌、压碎等作用叠加,加速了填砂裂缝的失效,是造成压裂有效期较短的另一个重要因素。

EHa-4208 井的裂缝扩展模拟结果充分证实这一点。如图 5 所示,由于水力裂缝在垂向的过度扩展,导致了水力裂缝的无效充填,大量的支撑剂填充到泥岩层中并且还保持了较高的导流能力;在投产后不可避免地会将泥质颗粒带入产层内,从而引起水力裂缝过早失效。

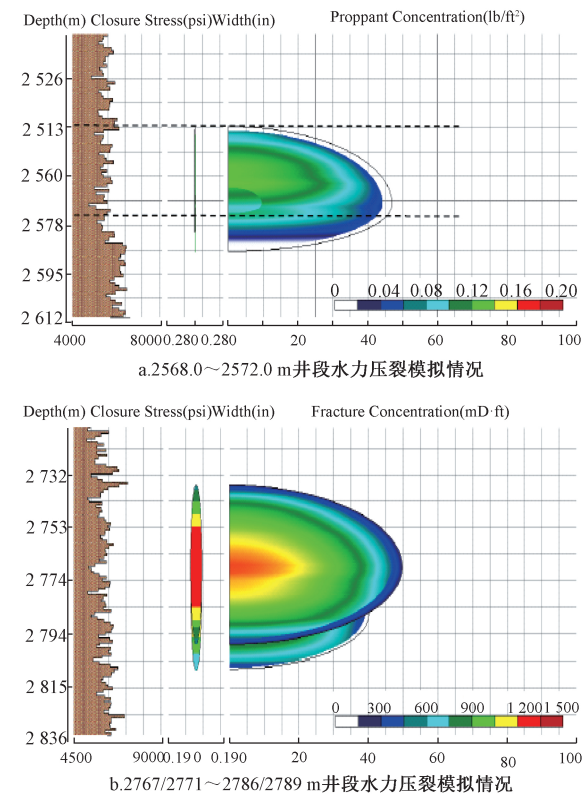


图 5 EHa-4208 井水力压裂模拟成果
Fig.5 Hydraulic fracturing simulation results of Well EHa-4208

3.2 水力压裂过程中先存微裂缝重新活化问题

分析认为,主要有两种因素决定:一是储集体存在大量的天然微裂缝。Claudio A. S.等^[22]、Jorge F. R.等^[23]的研究成果指出,多个地质时期由正断型应力场控制的断陷盆地在中新世经历一次强烈的挤压作用、在中西部形成了 NS 向、贯穿盆地的挤压构造带。这样,一是在不同地质时期不同强度正断型应力场作用下,控制同生断层形成及中新世挤压型应力场对先存断层的改造的综合作用下,必然伴生大量的微裂缝;二是其动力机制应与区内应力状态有关。根据现场测试的闭合应力及启动压裂梯度,核算了盆地的地应力值。结果表明,垂向应力为第二主应力,水平最大主应力约为最小主应力值的 2 倍,属走滑挤压应力场。由于两向水平主应力差值较大,使得外界较小的应力扰动就可能使地层岩石达到破坏临界条件,从而使先存裂隙开启,加大滤失,导致加砂困难。

图 6 显示了项目接手初期 72 井次砂堵情况统计,有 56 井次近 78%的情形与先存裂缝重新活化有关,与姚锋盛等^[24]报道的大庆油田裂缝性火山岩储层前期水力压裂改造低工艺成功率(35%)相一致。

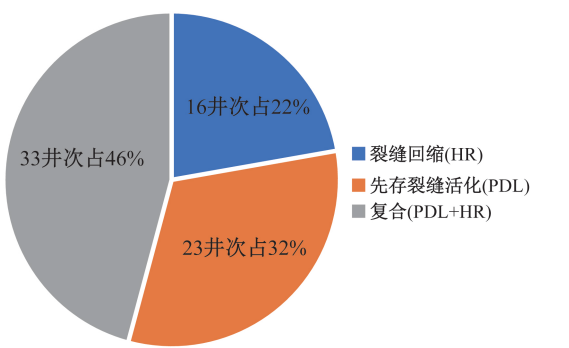


图 6 砂堵原因情形分布
Fig.6 Situation distribution of sand plug causes

综上所述, San Jorge 盆地 SinopecArg 工区凝灰质砂岩储层压裂完井有效期普遍较短及低效改造的主要原因在于水力裂缝的垂向上过度扩展及隐式裂缝的相对发育。

4 结论

- (1)富含长石、石英、玻屑的火山碎屑物及火山灰在含油气层段特别是上下泥段的广泛存在,降低了储层段及泥岩段的机械特性差别,水力压裂易导致垂向裂缝高度明显增加。
- (2)水力裂缝在垂向上的明显延伸易导致脱砂事件,压裂改造有效期变短。
- (3)先存微裂缝隙的重新活化会使滤失加大,导致压裂过程泵注加砂困难。
- (4)压裂缝高控制技术相应的高效解堵完井技术应成为完井工艺技术优化的重要方向。

致谢:在阿根廷公司凝灰质砂岩的储层改造工作及论文撰写过程中,李贵恩、邢庆河、黎赵红及外方工程师 Ignacio 等给予了大力支持,在此表示感谢。

参考文献

[1] 邹才能,赵文智,贾承造,等. 中国沉积盆地火山岩油气藏形成与分布[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(3): 257-270.
ZOU Caineng, ZHAO Wenzhi, JIA Chengzao, et al. Formation and distribution of volcanic hydrocarbon reservoirs in sedimentary basins of China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(3): 257-270.

[2] 王宏语,张晓龙,肖莹莹,等. 凝灰质成分对砂岩储集性能的影响[J]. 石油学报, 2010, 31(3): 432-439.
WANG Hongyu, ZHANG Xiaolong, XIAO Yingying, et al. Effect of tuffaceous components on physical property of sandstone reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica. 2010, 31(3): 432-439.

[3] 王建伟,鲍志东,陈孟晋,等. 砂岩中的凝灰质填隙物分异特征及其对油气储集空间影响——以鄂尔多斯盆

- 地西北部二叠系为例[J]. 地质科学, 2005, 40(3): 429-438.
- WANG Jianwei, BAO Zhidong, CHEN Mengjin, et al. Differentiation of sandstones' tuff fillings and its effect on porosity—An example from the paleozoic sandstones in Northwestern Ordos [J]. Chinese Journal of Geology, 2005, 40(3): 429-438.
- [4] 刘万洙, 庞彦明, 吴河勇, 等. 松辽盆地深层储层砂岩中火山碎屑物质在成岩阶段的变化与孔隙发育[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2007, 37(4): 698-702.
- LIU Wanzhu, PANG Yanming, WU Heyong, et al. Relationship between pore-space evolution and deeply buried alteration during diagenetic stage of the volcanic fragments in reservoir greywacke from the Songliao Basin, NE China [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2007, 37(4): 698-702.
- [5] 包洪平, 杨奕华, 王晓方, 等. 同沉积期火山作用对鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层形成的意义[J]. 古地理学报, 2007, 9(4): 397-406.
- BAO Hongping, YANG Yihua, WANG Xiaofang, et al. Significance of synsedimentary volcanism for formation of sandstone reservoirs of the Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2007, 9(4): 397-406.
- [6] WEIJERS L, GRIFFIN L G, SUGIYAMA H, et al. Hydraulic fracturing in a deep, naturally fractured Volcanic rock in Japan design considerations and execution results [C]. SPE 77823, 2002.
- [7] 唐鹏飞. 海拉尔含凝灰质储层水力压裂技术研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2011.
- TANG Pengfei. Hailar basin tuff reservoirs technology of fracture [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2011.
- [8] 陈要辉. 海拉尔油田凝灰质储层水力压裂力学理论研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2008.
- CHEN Yaohui. Research on the hydraulic fracturing mechanics theory of tuffaceous formation in Hailaer Oilfield [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2008.
- [9] 毕雪亮, 梁英杰, 王健. 海拉尔油田凝灰质储层水理性质研究[J]. 西部探矿工程, 2011, 23(1): 53-54.
- BI Xueliang, LIANG Yingjie, WANG Jian. Study on water quality of tuffaceous reservoir in Hailar [J]. West-China Exploration Engineering, 2011, 23(1): 53-54.
- [10] DAVIES D K, DAVID K, DIENGER L, et al. Petrographic characteristics of productive and non-productive sandstones, Canadon Minerales Field, San Jorge Basin, Argentina [C]. SPE 27000, 1994.
- [11] NOLTE K G. Fracture design consideration based on pressure analysis [C]. SPE 10911, 1982.
- [12] NOLTE K G, SMITH M B. Interpretation of fracturing pressures [J]. JPT, 1981, 33(9): 1767-1775.
- [13] AYOUB J A, BROWN J E, BAREE R D, et al. Diagnosis and evaluation of fracturing treatments [C]. SPE 20581, 1992.
- [14] CASTILLO L. Modified fracture pressure decline analysis including pressure-dependent leak off [C]. SPE 16417, 1987.
- [15] BARREE R D, MUKHERJEE H. Determination of pressure dependent leakoff and its effect on fracture geometry [C]. SPE 36424, 1996.
- [16] BARREE R D. Applications of pre-frac injection/falloff tests in fissured reservoirs — Field examples [C]. SPE 39932, 1998.
- [17] STEGENT N A, SORENSON F, BRAKE S C, et al. Methodology to implement the optimum fracture design in an oil-bearing reservoir [C]. SPE 92095, 2004.
- [18] HUTEAU E D, BREDA E, HOMOVIC J, et al. Stimulation with hydraulic fracture of an upper cretaceous fissured tuff system in the San Jorge Basin, Argentina [C]. SPE 69586, 2001.
- [19] GHALAMBOR A, ECONOMIDES M J. Formation damage abatement: A quarter-century perspective [C]. SPE 77304, 2002.
- [20] GIOVANNI D P, CARLOS C, RAMON M, et al. A new approach to evaluate layer productivity before well completion [C]. SPE 54672, 1999.
- [21] 郝立波, 赵洪振, 陆继龙, 等. 中酸性火山岩中造岩矿物含量的定量计算方法[J]. 岩石学报, 2006, 22(2): 480-484.
- HAO Libo, ZHAO Hongzhen, LU Jilong, et al. The quantitative calculation method of the petrogenetic mineral content in intermediate-acid volcanic rock [J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(2): 480-484.
- [22] CLAUDIO A S. Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina [J]. Journal of Iberian Geology, 2001, 27: 123-157.
- [23] JORGE F R, RODRIGUEZ R L. Petroleum generation and accumulation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina: A basin modeling study [J]. Marine and Petroleum Geology, 2001, 18: 995-1028.
- [24] 姚锋盛, 蒋佩, 黄兴鸿. 火山岩储层增产改造难点及技术研究[J]. 油气井测试, 2013, 22(5): 66-69.
- YAO Fengsheng, JIANG Pei, HUANG Xinghong. The research & application of stimulation and modification technology in volcanic reservoir [J]. Well Testing, 2013, 22(5): 66-69.

编辑 刘述忍

第一作者简介: 李行船, 男, 1971年出生, 博士, 高级工程师, 2007年毕业于中国地震局地质所构造地质专业, 现从事油气井工程技术应用等工作。电话: 13811789289; Email: xcli.sipe@sinopec.com。通信地址: 北京市海淀区志新西路1号院1-4-401, 邮政编码: 100083。