



鄂尔多斯盆地页岩油体积压裂技术实践与发展建议

赵振峰 李楷 赵鹏云 陶亮

Practice and Development Suggestions for Volumetric Fracturing Technology for Shale Oil in the Ordos Basin

ZHAO Zhenfeng, LI Kai, ZHAO Pengyun, TAO Liang

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021075>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

鄂尔多斯盆地南部致密油藏水平井智能分采技术研究及试验

Research and Tests on Horizontal Well Smart Layering Exploiting Technology in Tight Oil Reservoirs in Southern Ordos Basin

石油钻探技术. 2017, 45(3): 88-94 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201703016>

杭锦旗区块致密气藏混合水体积压裂技术

Volumetric Fracturing with Mixed Water in Tight Gas Reservoirs in the Hangjinqi Block

石油钻探技术. 2019, 47(2): 87-92 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018143>

体积压裂裂缝前端粉砂分布规律试验研究

Experimental Study on Silt Distribution Law at the Front end of Fractures in Volume Fracturing

石油钻探技术. 2021, 49(3): 105-110 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021065>

川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术

Key Technology of Volumetric Fracturing in Deep Shale Gas Horizontal Wells in Southern Sichuan

石油钻探技术. 2020, 48(5): 77-84 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020073>

深层页岩气水力裂缝起裂与扩展试验及压裂优化设计

Hydraulic Fracture Initiation and Extending Tests in Deep Shale Gas Formations and Fracturing Design Optimization

石油钻探技术. 2020, 48(3): 70-76 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020060>

玛湖油田玛18井区体积压裂对钻井作业干扰问题的探讨

Discussion of Frac Interferences during Volumetric Fracturing in Drilling Operation of Ma 18 Well Area in Mahu Oilfield

石油钻探技术. 2019, 47(1): 20-24 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019023>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021075

引用格式: 赵振峰, 李楷, 赵鹏云, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油体积压裂技术实践与发展建议 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 85-91.

ZHAO Zhenfeng, LI Kai, ZHAO Pengyun, et al. Practice and development suggestions for volumetric fracturing technology for shale oil in the Ordos Basin [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 85-91.

鄂尔多斯盆地页岩油体积压裂技术实践与发展建议

赵振峰, 李楷, 赵鹏云, 陶亮

(中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院, 陕西西安 710021)

摘 要: 体积压裂技术可提高鄂尔多斯盆地页岩油单井产量, 但低油价条件下仍可能无法实现经济有效开发, 原因是体积压裂技术思路、压裂技术模式、压裂参数体系等不够合理。为此, 长庆油田根据该盆地延长组长 7 段页岩油体积压裂矿场实践和室内模拟研究结果, 转变了体积压裂技术思路, 研究形成了“大井丛、长水平井、细分切割、分簇射孔、可溶球座、变黏滑溜水”压裂技术模式, 优化了体积压裂参数体系; 并结合该盆地页岩油储层地质特征, 系统分析了体积压裂增产机理和关键技术。分析认为, 对于页岩油在储层中渗流机理的认识, 已逐步由常规油藏单一的有效驱替机理转变为有效驱替和油水渗吸置换复合机理; 该盆地形成的体积压裂技术模式, 其关键技术材料全部自主研发, 且具有很好的现场应用效果。为了深化与提升该盆地页岩油体积压裂技术, 追求更高产能目标, 建议进一步研究压裂增产机理、优化关键技术参数、发展体积压裂可视化技术。研究结果可为页岩油水平井体积压裂优化设计提供依据, 对同类储层的压裂改造具有借鉴作用。

关键词: 页岩油; 体积压裂; 技术模式; 压裂设计; 长 7 段; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE357.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)04-0085-07

Practice and Development Suggestions for Volumetric Fracturing Technology for Shale Oil in the Ordos Basin

ZHAO Zhenfeng, LI Kai, ZHAO Pengyun, TAO Liang

(Oil & Gas Technology Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710021, China)

Abstract: The use of volumetric fracturing technology can greatly increase the output of single well of shale oil in the Ordos Basin, but it is difficult to achieve economic and effective development under the condition of low oil prices due to the fact that the technical idea, technical mode and parameter system of fracturing are not reasonable enough. For this reason, based on field practice and laboratory test results of volumetric fracturing of shale oil at the Chang 7 Member of the Yanchang Formation in the Ordos Basin, the technical idea for volumetric fracturing was changed, thereby forming the technical mode of “large well clusters, long horizontal wells, subdivision cutting, cluster perforation, soluble ball seats, and variable-viscosity slickwater”. Then, the parameter system for volumetric fracturing was optimized. The mechanism and key technology for fracturing stimulation were systematically analyzed with the geological characteristics of the shale oil formation in the basin. The research results showed that the understanding of the seepage mechanism of shale oil in the reservoirs has gradually evolved from a single effective displacement mechanism for conventional reservoirs to a compound mechanism of effective displacement and oil-water imbibition displacement. The technical mode of volumetric fracturing proposed for the Ordos Basin was researched and developed independently, and its utilization obtained good field application results. In order to deepen and improve the volumetric fracturing technology and obtain higher productivity, some suggestions for the development of shale oil in the basin were put forward, including the further study of mechanism for fracturing stimulation, optimization of key technical parameters, and development of visualized volumetric fracturing technology. The research results can provide a basis for the optimal design of volumetric fracturing of horizontal shale oil wells, and can be used as a reference for the fracturing stimulation of similar reservoirs.

Key words: shale oil; volumetric fracturing; technology mode; fracturing design; Chang 7 Member; Ordos Basin

收稿日期: 2021-03-24; 改回日期: 2021-06-23。

作者简介: 赵振峰 (1963—), 男, 山东博兴人, 1985 年毕业于华东石油学院采油工程专业, 2007 年获中国石油大学 (北京) 油气井工程专业博士学位, 教授级高级工程师, 主要从事低渗透油气田增产理论与技术研究工作。E-mail: zzf_cq@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地大型低渗透岩性地层油气藏开发示范工程” (编号: 2016ZX05050) 部分研究内容。

鄂尔多斯盆地页岩油资源丰富,主要发育在延长组长7段^[1-3]。2010以前,受技术条件限制,压裂后试采产量低于4 t/d。自2011年开始,长庆油田借鉴国外“水平井+体积压裂”技术模式,在西233区阳平1井、阳平2井开展了“双水平井水力喷射分段多簇同步压裂”试验,大幅度提高了单井产量。2014—2017年,开展了短水平井注水开发、长水平井大井距自然能量开发,初期产量达到预期,但注水开发见水比例高、递减幅度大,大井距采油速度低,无法实现规模开发。2018至今,长庆油田开展了一体化攻关与试验,坚持“非常规理念、非常规技术、非常规管理”,摒弃传统井网水驱模式,践行更深层次的“体积开发”理念,先后开辟出西233、庄183和宁89等3个试验区,形成了不同类型页岩油体积压裂技术体系^[4-8],为页岩油工业化开采奠定了基础,推进了国家级页岩油开发示范工程建设^[9],至2020年底页岩油产出量达到 143×10^4 t。

但是,鄂尔多斯盆地页岩油具有压力系数小、脆性指数低和纵向夹层多等特点,与北美页岩油有巨大差异^[2]。随着页岩油的持续开发,体积压裂技术与储层匹配性也面临诸多挑战^[10-11],存在体积压裂技术思路、压裂技术模式和压裂参数体系不够合理等问题。为此,长庆油田以该盆地延长组长7段页岩油体积压裂矿场实践和室内模拟研究结果为基础,转变了体积压裂技术思路,研究形成了“大井丛、长水平井、细分切割、分簇射孔、可溶球座、变黏滑溜水”压裂技术模式,优化了体积压裂参数。笔者结合长7段页岩油储层基本地质特征,系统分析了该盆地页岩油体积压裂增产机理和关键技术,并对下一步发展提出了建议,以期深化与提升该盆地页岩油体积压裂技术水平,达到更高的产能目标。

1 长7段页岩油储层基本地质特征

鄂尔多斯盆地延长组长7段页岩油资源丰富,资源量为 20×10^8 t。与超低渗长6段、长8段储层相比,长7段页岩油储层岩性致密、物性差。岩心分析结果表明,该储层的平均孔隙度为11.3%,平均气测渗透率为0.17 mD。另外,长7段有如下特征:启动压力梯度大,有效驱替压力系统建立难度大;致密储层天然裂缝相对发育,裂缝密度1.2条/m,脆性指数较低(39%~45%);原始地层压力14.7~16.9 MPa,压力系数0.77~0.84,属于低压油藏。

长7段页岩油与北美页岩油典型盆地巴肯地层

具有相似性,主要表现在3方面:1)源储配置好(见图1)、砂体大面积分布;2)储层岩性致密,渗透率低,普遍小于0.20 mD;3)原油性质好,地层原油黏度低(1.2~1.7 mPa·s),油气比高(75.4~104.6 m³/t)。

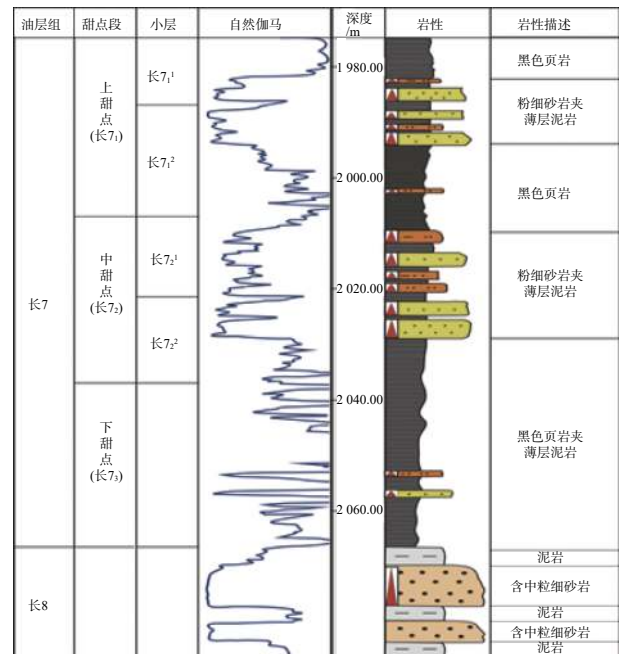


图1 鄂尔多斯盆地延长组长7段页岩油地层岩性综合柱状图

Fig.1 Comprehensive lithology histogram of shale oil formation in the Chang 7 Member of the Yanchang Formation in the Ordos Basin

与此同时,长7段页岩油又具有较大差异性(见表1)^[12-13],开采面临更大挑战:1)沉积环境为湖相沉积,储层非均质性强,纵向薄夹层发育,人工裂缝扩展规律与控制机理更为复杂;2)脆性指数低,天然裂缝相对不发育,形成复杂裂缝网络难度大;3)地层压力系数低(为0.77~0.84,而国外页岩油储层一般大于1.20),单井长期稳产非常困难。

2 页岩油体积压裂关键技术

2.1 页岩油渗流机理及体积压裂思路

与常规油藏不同,页岩油储层物性相对较差,具有发育多尺度微纳米孔隙和富含多组分矿物等特征。对于鄂尔多斯盆地页岩油在储层中的渗流机理,经历了由常规油藏单一有效驱替机理逐渐向有效驱替和油水渗吸置换复合机理转变的认识过程。

页岩油储层物性相对较差,通过常规注水、注气难以建立有效驱替系统,因此,需要在储层中建立人工裂缝与天然裂缝网络,最大程度地增大流体与裂缝网络的接触面积,缩短渗流距离,依靠体积压裂增产。

表 1 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段页岩油与国内外典型页岩油特征参数对比

Table 1 Comparison of characteristic parameters of shale oil among the Chang 7 Member of the Yanchang Formation in the Ordos Basin and typical shale oil at home and abroad

特征参数	国内			国外
	鄂尔多斯延长组长7段	玛湖百口泉组	松辽白垩系	威利斯顿巴肯
沉积环境	湖相	湖相	湖相	浅海相
埋深/m	1 600.00~2 200.00	2 700.00~3 900.00	1 700.00~2 200.00	2 600.00~3 200.00
油层厚度/m	5.00~15.00	10.00~25.00	10.00~30.00	400.00~600.00
孔隙度, %	6~10	3~10	2~15	10~15
渗透率/mD	0.01~0.30	0.30~1.60	0.02~0.50	0.01~1.00
原油黏度/(mPa·s)	1.20~1.70	0.40~4.10	4.00~8.00	0.15~0.45
压力系数	0.77~0.84	1.20~1.60	1.10~1.50	1.35~1.58
脆性指数, %	39~45	50~51	45~52	45~55
天然裂缝	较发育	较发育	较发育	发育

渗吸是低孔低渗储层普遍存在的现象。孔隙结构测井定量评价结果表明,长 7 段储层喉道中值半径 $0.05\sim 0.15\ \mu\text{m}$, 孔喉细微时,在毛细管力作用下,亲水储层能够实现“油水置换”,使毛细管力在驱油过程中发挥出正能量。由长 7 段页岩油储层岩心渗吸试验结果得知,渗吸对驱油贡献占比可达 33%,采用滑溜水可促进渗吸作用^[14],如图 2 所示。

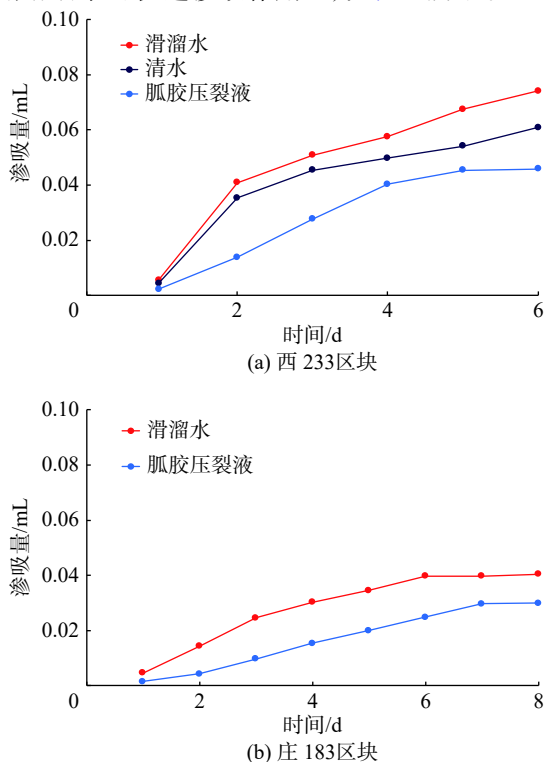


图 2 长 7 段页岩油渗吸试验结果

Fig.2 Imbibition test results of shale oil at the Chang 7 Member

渗析现象是指,由于页岩黏土孔隙中盐度存在差异性,在渗透作用下高盐度一端压力升高,进而将黏土微孔隙(孔径 $\leq 10\ \text{nm}$)中的油置换出来。同时,页岩孔隙分布复杂,富含的黏土可起半透膜作用。美国科罗拉多矿业大学研究人员发现^[10],在页岩孔隙内,初期油占据大部分孔隙,水吸附在黏土表面。一旦低盐度水接触到黏土,低盐度水会进入黏土体微小空间,使黏土膨胀压力升高,将原油通过中大孔隙(孔径 $> 10\ \text{nm}$)驱出。渗透压力导致原油由基质向裂缝内流动,但有些地区难以通过试验区分渗吸和渗析。

图 3 为长 7 段页岩油典型水平井体积压裂微地震事件 3D 显示图(图中不同颜色的圆点表示不同压裂段裂缝扩展信号监测点)。

从图 3 可以看出,长 7 段储层受天然裂缝和地应力控制作用影响,裂缝呈条带状分布。试验结果也表明,虽然调整簇数、压裂液排量和黏度等参数可提高裂缝复杂程度,但单缝特征优势依然明显。因此,体积压裂技术思路由“大排量打碎储集体”逐步演变为“密切割裂碎储集体”^[14-16],压裂设计从单一造缝向“压、驱、采一体化”设计转变。

2.2 压裂技术模式

针对页岩油储层岩石脆性指数较低、地层压力系数较小和微纳米孔隙发育等特征,在优选地质“甜点”和工程“甜点”的基础上,探索形成了长 7 段页岩油“大井丛、长水平井、细分切割、分簇射孔、可溶球座、变黏滑溜水、多尺度支撑”技术模式^[17-20],该技术模式主要包含长水平井细分切割技术和超前补能与渗吸驱油技术。

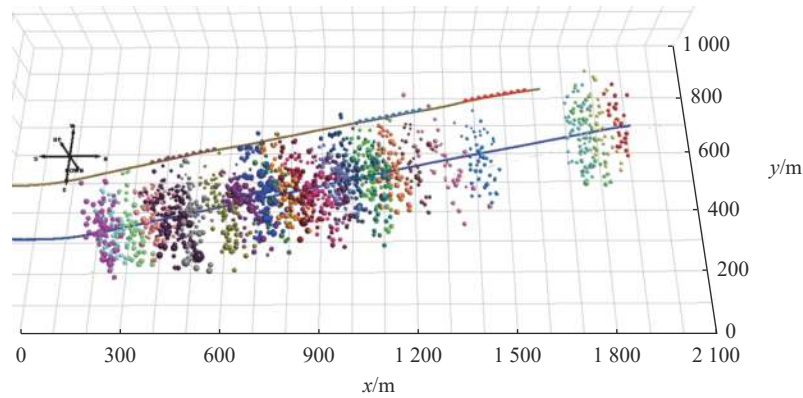


图 3 长 7 段页岩油典型水平井体积压裂微地震事件 3D 显示

Fig.3 3D display of the microseismic events of volumetric fracturing in typical shale oil horizontal wells at the Chang 7 Member

2.2.1 长水平井细分切割技术

精确识别与划分“甜点”是页岩油体积压裂开发多层系立体布井、长水平井精细布缝、压裂增产提效的基础。通过精细解释岩石组分、脆性、地应力等参数及裂缝发育情况，建立了鄂尔多斯盆地延长组长 7 段页岩油水平井储层-工程综合品质 (RCQ) 的分段分级评价标准 (见表 2)，对储层类型

进行了精细分类，优选了水平段“甜点”。基于储层分类评价、黄土塬宽方位三维地震、水平段储层分段分级精细评价等的结果，建立了多学科一体化“甜点”优选技术，应用该技术优选了平面、纵向、水平段“甜点”，以确保井布在油藏“甜点”上，水平段在油层“甜点”内穿行，改造位置在水平段“甜点”上。

表 2 长 7 段页岩油水平井 RCQ 分级评价标准

Table 2 Evaluation criteria for the RCQ classification of horizontal shale oil wells at the Chang 7 Member

综合品质	储层品质 (RCQ)		
	I	II	III
A	$\phi_e \geq 5\%$, $S_o \geq 70\%$ $\sigma_h \leq 30 \text{ MPa}$, $I_B \geq 50\%$	$3 \leq \phi_e < 5\%$, $50\% \leq S_o < 70\%$ $\sigma_h \leq 30 \text{ MPa}$, $I_B \geq 50\%$	$\phi_e < 3\%$, $S_o < 50\%$ $\sigma_h \leq 30 \text{ MPa}$, $I_B \geq 50\%$
工程品质 B	$\phi_e \geq 5\%$, $S_o \geq 70\%$ $30 \text{ MPa} < \sigma_h \leq 34 \text{ MPa}$, $40\% \leq I_B < 50\%$	$3\% \leq \phi_e < 5\%$, $50\% \leq S_o < 70\%$ $30 \text{ MPa} < \sigma_h \leq 34 \text{ MPa}$, $40\% \leq I_B < 50\%$	$\phi_e < 3\%$, $S_o < 50\%$ $30 \text{ MPa} < \sigma_h \leq 34 \text{ MPa}$, $40\% \leq I_B < 50\%$
C	$\phi_e \geq 5\%$, $S_o \geq 70\%$ $\sigma_h > 34 \text{ MPa}$, $I_B < 40\%$	$3\% \leq \phi_e < 5\%$, $50\% \leq S_o < 70\%$ $\sigma_h > 34 \text{ MPa}$, $I_B < 40\%$	$\phi_e < 3\%$, $S_o < 50\%$ $\sigma_h > 34 \text{ MPa}$, $I_B < 40\%$

注: ϕ_e 为有效孔隙度, %; S_o 为含油饱和度, %; σ_h 为最小水平主应力, MPa; I_B 为脆性指数, %。

页岩油体积压裂开发的重要条件是形成人工缝网，追求最大缝控波及体积。裂缝间距是影响储层改造体积的关键因素，可通过缩短缝间距来增大缝网有效波及体积。在优选地质“甜点”和工程“甜点”的基础上，利用产能油藏数值模拟、多裂缝起裂与扩展模拟、矿场大数据分析等方法，综合优化了裂缝间距，实现了缝控储量最大化。同时配套自主研发的细分切割可溶球座和动态暂堵转向工艺，形成了以“多簇射孔密布缝+可溶球座硬封隔+暂堵转向软分簇”为核心的高效体积压裂技术，实现了页岩油水平井无限级细分切割压裂。

2.2.2 超前补能与渗吸驱油技术

为实现细分切割体积压裂改造的目的，最大限

度地发挥压裂液功效，自主研发了可改变润湿性能的表面活性剂，构建了渗吸驱油变黏滑溜水压裂液体系，在传统压裂液造缝、携砂的基础上增加了补能和渗吸驱油功能。页岩油储层发育微纳米孔隙，具有强渗吸能力，页岩油体积压裂过程中，压裂液在流体压力、毛细管压力和渗透压力等作用下进入页岩基质与基质孔隙中的油发生置换，大幅度提高驱油效率。

2.3 压裂参数

基于室内模拟研究及矿场数据统计结果，对影响单井效益的平台井数、水平段长、压裂段数和改造规模等关键参数开展了技术经济分析，明确了主要技术参数：最优平台井数，单层 6 口，双层 12 口；

水平段长 1 500~2 000 m; 改造段数 20~22 段/1 750 m; 施工排量 10~14 m³/min, 单井用液量 25 000~30 000 m³; 单井加砂量 2 500~2 800 m³。

综上所述, 长 7 段页岩油“大井丛、长水平井、细分切割、分簇射孔、可溶球座、变黏滑溜水、多尺度支撑”体积压裂技术的关键技术和材料全部自主研发。其中, 自主研发的 EMS30 滑溜水和 DMS 可溶金属球座工具等综合指标达到国外领先水平, 在以长 7 段为目的层的井推广应用 500 井次以上, 形成了黄土塬地貌条件下的工厂化作业模式, 单日作业 6 段以上, 作业成本得到有效控制。

3 体积压裂技术发展建议

长庆油田践行体积开发理念, 探索形成了适合长 7 段页岩油的体积压裂技术模式, 取得较好的开发效果。但低油价下难以高效经济开发, 同时体积压裂技术与储层匹配性面临诸多挑战, 进一步加强诸如人工裂缝扩展规律与控制机理、关键技术参数优化、人工缝网复杂程度评价等方面的研究迫在眉睫。因此, 为了深化与提升体积压裂技术, 提出了以下技术发展建议。

3.1 研究压裂增产机理

烃源岩品质、储层“甜点”、储层改造体积和单井最终可采储量从根本上决定了增产效果的好坏, 国内外已形成了以“甜点”优选、长水平段钻井、水平井体积压裂和工厂化作业为主要内容的非常规开发主体技术。单从压裂角度而言, 体积压裂突破了传统的增产机理, 从以提高人工裂缝泄流面积为目标转变为通过水平井分段压裂形成网络裂缝大幅度增加裂缝与地层的接触面积, 裂缝与储层直接接触解决了油气远距离移动的难题。

对于特定地区, 压裂形成的裂缝与人工裂缝网络对储层的控制作用成为保证非常规储层改造效果的关键, 能否形成网络裂缝、储层改造体积大小和裂缝体空间展布控制储量程度都会影响改造效果。通常大液量、大砂量、高排量压裂并不是真正的体积压裂, 关键在于是否形成了复杂裂缝网络。因此, 建议加大鄂尔多斯盆地延长组长 7 段及裂缝形态相关问题的研究, 如地应力、脆性、天然裂缝和裂缝扩展规律等。对长 7 段特定低压储层, 通过压裂快速补能, 实现压后长时间自喷, 也成为必然增产的机理。研究发现, 将地层压力系数增大到 1.3 以上, 有助于提高累计产油量。

3.2 优化关键技术参数

对于具体地区而言, 可以借鉴技术理念和技术模式, 但需要根据实际情况, 通过大量室内模拟和矿场试验探索关键控制因素, 刻画特有的体积压裂技术模式和参数。通常情况下, 水平段长度、钻遇率、改造段数、入地液量与砂量、液体体系和压后的生产制度等均对改造效果有重要影响。

长庆油田目前已进入页岩油规模开发阶段, 已有 740 余口页岩油井实施了体积压裂。对长 7 段生产满 1 年的 128 口井的产油量与各种参数的相关关系进行统计分析, 结果如图 4 所示。由图 4 可以看出, 产油量与水平段长、压裂段数、压裂簇数、加砂强度、入地液量和裂缝密度都有一定关系, 各种参数存在一定合理区间。因此, 为了提高体积压裂技术与储层的匹配性, 建议进一步加强关键技术参数优化, 确定技术参数的最优区间。

3.3 发展体积压裂可视化技术

通过分更多的簇, 进一步增大压裂规模来实现对储层岩石的“打碎”, 形成人工油(气)藏体, 同时配合新型测试手段, 实现体积压裂从压裂到生产全过程的可视化, 是体积压裂技术未来发展的方向。长庆页岩油体积压裂井下微地震监测显示, 缝网覆盖程度达 90%, 但难以精确回答有效缝网波及体积、缝控储量和裂缝形态等问题。为了厘清致密储层裂缝扩展规律与控制机理, 最大限度地实现体积开发, 建议配套新型监测技术, 在线监测体积压裂整个施工过程, 分析多裂缝起裂效率、缝网复杂程度、有效支撑缝长等, 以实时调整优化施工参数, 实现全井段全覆盖改造, 同时配套水平井生产测试技术, 以获取产液剖面, 分析全生命周期生产规律。

4 结论与建议

1) 加强烃源岩和储层评价是页岩油体积压裂的基础, 开展地质、工程一体化研究, 加强单井控制储量、单井最终可采储量和井网等评价, 是提高单井产量的前提。

2) 对鄂尔多斯盆页岩油在储层中的渗流机理的认识, 已逐步由常规油藏单一的有效驱替机理转变为复合的有效驱替机理, 并进一步转变为地层流体和压裂液的渗吸与渗析机理。经过多年矿场实践和相关模拟研究, 形成了鄂尔多斯盆地延长组长 7 段“大井丛、长水平井、细分切割、分簇射孔、可溶球座、变黏滑溜水”压裂技术模式。

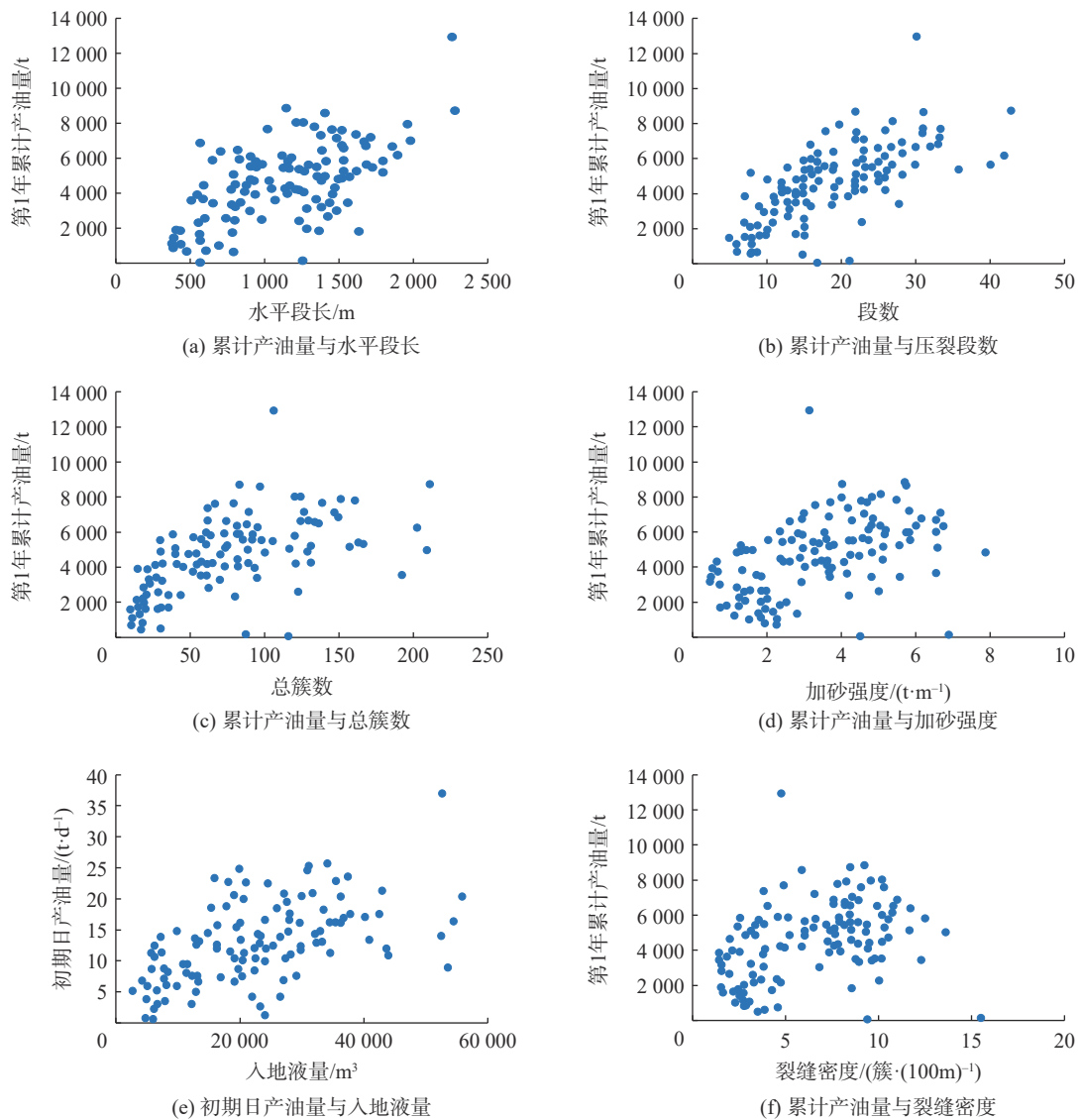


图 4 长 7 段页岩油水平井关键地质工程参数与产量的相关性

Fig.4 Correlation between the key geo-engineering parameters and production of horizontal shale oil wells at the Chang 7 Member

3) 为了深化与提升体积压裂技术, 追求更高产能目标, 建议继续加强体积压裂增产机理和关键技术参数优化研究, 并配套新型监测技术, 实现在线监测体积压裂施工过程, 分析多簇起裂的有效性、缝网复杂程度、有效支撑缝长等, 实时调整优化施工参数, 实现全井段全覆盖改造。

参 考 文 献

References

[1] 付锁堂, 姚泾利, 李士祥, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组陆相页岩油富集特征与资源潜力 [J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 698-710.
FU Suotang, YAO Jingli, LI Shixiang, et al. Enrichment characteristics and resource potential of continental shale oil in Mesozoic

Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(5): 698-710.

[2] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长 7 段页岩油地质特征与勘探实践 [J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 870-883.

FU Jinhua, LI Shixiang, NIU Xiaobing, et al. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 870-883.

[3] 胡祖彪, 张建卿, 王清臣, 等. 长庆油田华 H50-7 井超长水平段钻井液技术 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(4): 28-36.

HU Zubiao, ZHANG Jianqing, WANG Qingchen, et al. Drilling fluid technology for ultra-long horizontal section of Well Hua H50-7 in the Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(4): 28-36.

[4] 慕立俊, 赵振峰, 李宪文, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油水平井细切割

- 体积压裂技术 [J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 626–635.
- MU Lijun, ZHAO Zhenfeng, LI Xianwen, et al. Fracturing technology of stimulated reservoir volume with subdivision cutting for shale oil horizontal wells in Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 626–635.
- [5] FU Suotang, YU Jian, ZHANG Kuangsheng, et al. Investigation of multistage hydraulic fracture optimization design methods in horizontal shale oil wells in the Ordos Basin[J]. *Geofluids*, 2020: 8818903.
- [6] ZHANG Kuangsheng, ZHUANG Xiangqi, TANG Meirong, et al. Integrated optimisation of fracturing design to fully unlock the Chang 7 tight oil production potential in Ordos Basin[R]. URTEC-198315-MS, 2019.
- [7] ZHANG Kuangsheng, TANG Meirong, DU Xianfei, et al. Application of integrated geology and geomechanics to stimulation optimization workflow to maximize well potential in a tight oil reservoir, Ordos Basin, northern central China[R]. ARMA-2019-2187, 2019.
- [8] 柳伟荣, 倪华峰, 王学枫, 等. 长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井技术 [J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(1): 9–14.
- LIU Weirong, NI Huafeng, WANG Xuefeng, et al. Shale oil horizontal drilling technology with super-long horizontal laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(1): 9–14.
- [9] 付金华, 牛小兵, 淡卫东, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组长 7 段页岩油地质特征及勘探开发进展 [J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 601–614.
- FU Jinhua, NIU Xiaobing, DAN Weidong, et al. The geological characteristics and the progress on exploration and development of shale oil in Chang 7 Member of Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 601–614.
- [10] 闫林, 陈福利, 王志平, 等. 我国页岩油有效开发面临的挑战及关键技术研究 [J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 63–69.
- YAN Lin, CHEN Fuli, WANG Zhiping, et al. Challenges and technical countermeasures for effective development of shale oil in China[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 63–69.
- [11] 王敏生, 光新军, 耿黎东. 页岩油高效开发钻井完井关键技术与发展方向 [J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(5): 1–10.
- WANG Minsheng, GUANG Xinjun, GENG Lidong. Key drilling/completion technologies and development trends in the efficient development of shale oil[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 1–10.
- [12] 李士祥, 牛小兵, 柳广弟, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段页岩油形成富集机理 [J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(4): 719–729.
- LI Shixiang, NIU Xiaobing, LIU Guangdi, et al. Formation and accumulation mechanism of shale oil in the 7th member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(4): 719–729.
- [13] 许琳, 常秋生, 杨成克, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层特征及含油性 [J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 535–549.
- XU Lin, CHANG Qiusheng, YANG Chengke, et al. Characteristics and oil-bearing capability of shale oil reservoir in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 535–549.
- [14] WANG Guijuan, ZHAO Zhenfeng, LI Kai, et al. Spontaneous imbibition laws and the optimal formulation of fracturing fluid during hydraulic fracturing in Ordos Basin[J]. *Procedia Engineering*, 2015, 126: 549–553.
- [15] FAKCHAROENPHOL P, KURTOGLU B, KAZEMI H, et al. The effect of osmotic pressure on improve oil recovery from fractured shale formations[R]. SPE 168998, 2014.
- [16] ZHAO Zhenfeng, TANG Meirong, WANG Guangtao, et al. Assessing the influence of natural fractures on the productivity of stimulated wells[J]. *International Journal of Simulation: Systems, Science & Technology*, 2016, 17(46): 44.1–44.6.
- [17] 王晓东, 赵振峰, 李向平, 等. 鄂尔多斯盆地致密油层混合水压裂试验 [J]. *石油钻采工艺*, 2012, 34(5): 80–83.
- WANG Xiaodong, ZHAO Zhenfeng, LI Xiangping, et al. Mixing water fracturing technology for tight oil reservoir in Ordos Basin[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2012, 34(5): 80–83.
- [18] 赵振峰, 王文雄, 邹雨时, 等. 致密砂岩油藏体积压裂裂缝扩展数值模拟研究 [J]. *新疆石油地质*, 2014, 35(4): 447–451.
- ZHAO Zhenfeng, WANG Wenxiong, ZOU Yushi, et al. Numerical simulation research of fracture propagation in tight sand reservoir by volume fracturing process[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2014, 35(4): 447–451.
- [19] 赵振峰, 白晓虎, 陈强, 等. 基于模糊集合理论的体积压裂水平井产量预测方法 [J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(4): 521–528.
- ZHAO Zhenfeng, BAI Xiaohu, CHEN Qiang, et al. Production prediction method of volume fracturing horizontal wells based on fuzzy set theory[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(4): 521–528.
- [20] ZHANG Kuangsheng, ZHAO Zhenfeng, TANG Meirong, et al. A new type of experimentally proposed in situ heat/gas clean foam fracturing fluid system[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, 10: 3419–3436.

[编辑 令文学]