

DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.02.003

# 四川盆地拔山寺向斜泰页1井页岩油气 重大突破及意义

胡东风 魏志红 刘若冰 魏祥峰 刘珠江 陈斐然

(中国石化勘探分公司)

**摘要:** 2021年1月,在四川盆地涪陵北部拔山寺向斜针对侏罗系凉高山组实施的第一口页岩油气探井——泰页1井,通过水平井钻井及分段压裂测试,试获日产气 $7.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、日产油 $9.8 \text{ m}^3$ ,实现了侏罗系凉高山组湖相页岩油气新层系勘探重大突破。基于泰页1井的钻探成果,系统分析了涪陵北部地区凉高山组湖相页岩油气成藏条件和富集规律。研究表明:泰页1井突破层系为凉高山组二段(凉二段)半深湖相富有机质泥页岩,其中④小层厚度约为25.20m,TOC均值大于1.5%,有机质类型以Ⅱ型为主, $R_o$ 为1.01%~1.41%,孔隙度平均为3.52%,以无机孔(黏土矿物层间孔、粒间孔、粒内孔等)为主,仅局部发育有机质孔,孔隙类型以介孔(孔径为2~50nm)和大孔(孔径大于50nm)为主,含气量约为 $1.81 \text{ m}^3/\text{t}$ 。相对于其他小层而言,④小层泥页岩连续厚度最大、TOC和孔隙度最高、含气性最好,为自生自储的“纯页岩型”页岩油气藏。涪陵北部地区半深湖相优质页岩分布广泛,有利于页岩油气富集,其中保存条件好、地层高压、微裂缝发育有利于页岩油气高产。探索形成了以“少段多簇+暂堵转向+大排量+中粗砂强加砂”为主要特点的体积压裂关键技术,可实现陆相页岩的有效改造。泰页1井的突破对于中国湖相页岩油气的商业开发具有重要意义。

**关键词:** 四川盆地;侏罗系;凉高山组;重大突破;成藏条件;富集高产

**中图分类号:** TE122 **文献标识码:** A

## Major breakthrough of shale oil and gas in Well Taiye 1 in Bashansi Syncline in the Sichuan Basin and its significance

Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Liu Ruobing, Wei Xiangfeng, Liu Zhujiang, Chen Feiran

(Sinopec Exploration Company)

**Abstract:** In January 2021, Well Taiye 1, the first shale oil and gas exploratory well targeting at the Jurassic Lianggaoshan Formation, was deployed in the Bashansi Syncline in the northern part of Fuling area in the Sichuan Basin, and obtained oil and gas flow rate of  $9.8 \text{ m}^3/\text{d}$  and  $7.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  respectively, after multi-staged fracturing and testing of the horizontal section, achieving a major breakthrough in lacustrine shale oil and gas exploration. Based on drilling results of Well Taiye 1, hydrocarbon accumulation conditions and enrichment rules of lacustrine shale oil and gas in the Jurassic Lianggaoshan Formation were analyzed in detail. Results indicate that the producing layer in Well Taiye 1 is organic-rich shale in the 2<sup>nd</sup> member of Lianggaoshan Formation (Liang 2 member) developed in semi-deep lake facies. In this layer, the sub-layer 4 is about 25.20 m in thickness, with the average TOC greater than 1.5%, organic matter type predominately by Type II,  $R_o$  ranging from 1.01%-1.41%, gas content of  $1.81 \text{ m}^3/\text{t}$ , and an average porosity of 3.52%. Inorganic pores are dominant (clay mineral interlayer pores, intergranular pores, intragranular pores, etc.), and organic pores are developed locally, with pore diameter mainly of mesopores (2-50 nm) and macropores (>50 nm). Compared with other thin layers, sub-layer 4 has the largest continuous thickness, the highest TOC, porosity, and gas

基金项目: 国家科技重大专项“页岩气区带目标评价与勘探技术”(2017ZX05036); 中国石化“十条龙”科技攻关项目“涪陵地区侏罗系陆相页岩油气勘探评价技术”。

第一作者简介: 胡东风(1964-), 男, 贵州道真人, 1985年毕业于西南石油学院, 教授级高级工程师, 主要从事油气田勘探综合研究与技术管理工作。地址: 四川省成都市高新区吉泰路688号中国石化西南科研办公基地, 邮政编码: 610041。E-mail: hudf.ktnf@sinopec.com

收稿日期: 2021-02-26; 修改日期: 2021-03-04

content, representing a self-generation and self-storage shale oil and gas reservoir of "pure shale type". The high-quality semi-deep lacustrine shale are widely developed in the northern part of Fuling area, which is favorable for shale oil and gas enrichment. The area with good preservation conditions, high formation pressure, and well-developed micro-fractures are conducive to the high production of shale oil and gas. Key technology of volume fracturing with characteristics of "less stages and more clusters + temporary plugging and diversion + high pumping rate + medium to coarse sand proppants and high intensity injection" has been researched and developed, which enables effective stimulation of lacustrine shale. In conclusion, the breakthrough of Well Taiye 1 is of great significance to the commercial development of lacustrine shale oil and gas in China.

**Key words:** Sichuan Basin, Jurassic, Lianggaoshan Formation, major breakthrough, hydrocarbon accumulation condition, enrichment and high production

引用: 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 四川盆地拔山寺向斜泰页1井页岩油气重大突破及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(2): 21-32.  
Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Liu Ruobing, *et al.* Major breakthrough of shale oil and gas in Well Taiye 1 in Bashansi Syncline in the Sichuan Basin and its significance[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 21-32.

## 0 引言

目前, 中国海相页岩气在四川盆地五峰组—龙马溪组取得战略性突破并实现了工业化开发<sup>[1-3]</sup>, 截至2020年12月31日, 四川盆地及周缘海相页岩气已探明 $20018 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 年产量为 $200.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 累计产量达 $688.25 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。国内不同层系、不同领域的页岩油气一直在不断探索<sup>[4-6]</sup>, 其中四川盆地侏罗系湖相页岩油气是中国南方页岩油气勘探突破的重点领域, 2008年开始, 中国石化勘探分公司针对元坝、涪陵地区侏罗系陆相页岩气开展老井复试工作, 多口井测试获得中高产页岩油气流, 初步揭示了两地区湖相页岩油气具有良好的勘探前景<sup>[7-10]</sup>, 其页岩层厚度大、普遍高压, 表现出“一强”(纵横向非均质性强)、“二高”(黏土矿物含量较高、压裂施工难度高)、“三低”(TOC较低、热演化程度偏低、含气量较低)的特点<sup>[11]</sup>, 与五峰组—龙马溪组海相页岩气差异明显, 实现商业开发难度大, 需要持续加强基础研究, 聚焦有利“甜点”、攻关瓶颈技术。2018年, 为了贯彻落实党中央国务院大力提升国内油气勘探开发力度的重要指示, 国内几大石油公司都非常重视陆相页岩油气的风险勘探, 充分利用海相页岩气研究和勘探实践经验, 开展陆相页岩油气勘探潜力再认识、再评价, 经过2~3年的时间在多个盆地取得了重要进展。其中, 中国石油在准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组发现了中国第一个页岩油田<sup>[12]</sup>; 中国石化勘探分公司按照“客观评价资源、聚焦有利甜点、攻关瓶颈技术、实现有效动用”的总体思路, 2019年在四川盆地涪陵区块侏罗系凉高山组首次部署了四川盆地第一口页岩油气探井——泰页1井, 2021年1月3日通过水平井钻井及分段压裂测试, 试获日产气 $7.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、日产油 $9.8 \text{ m}^3$ , 实现了侏罗系凉高山组

湖相页岩油气新层系勘探重大突破, 极大地增强了湖相页岩油气商业开发的信心。本文基于泰页1井陆相页岩油气勘探实践, 充分分析岩心、薄片、录井、测井及地球化学资料, 系统总结涪陵凉高山组页岩油气成藏条件、富集规律和关键技术, 旨在为具备相似地质条件地区的页岩油气勘探提供借鉴。

## 1 区域地质背景

四川盆地早—中侏罗世为陆内拗陷湖相沉积, 向盆地边缘逐渐过渡为三角洲及冲积平原沉积相类型<sup>[12]</sup>。盆地构造运动经历了强、弱伸展的交替变化, 沉积发育了自流井组珍珠冲段、东岳庙段、马鞍山段、大安寨段及凉高山组, 在早—中侏罗世不同的地质时期, 沉积、沉降中心主体位于川东北—川东南地区元坝—涪陵两地之间, 在东岳庙段、大安寨段、凉二段发生3次湖侵, 沉积了3套较厚的湖相暗色泥页岩, 为侏罗系陆相页岩油气的生成和富集成藏创造了良好的基础条件。

泰页1井位于四川盆地东南缘川东褶皱带万县复向斜的拔山寺向斜南部, 向斜两翼高陡、轴部平缓, 目的层凉高山组相对平缓稳定, 地层倾角为 $0^\circ \sim 5^\circ$ 。该井开孔层位为上侏罗统遂宁组, 钻遇地层自上而下依次为: 上侏罗统遂宁组; 中侏罗统上沙溪庙组、下沙溪庙组、凉高山组; 下侏罗统自流井组大安寨段(未见底), 其中凉高山组底界埋深为2624.50m(图1至图3)。

## 2 泰页1井页岩油气成藏特征

泰页1井为凉高山组的专探井, 导眼井针对目的层进行系统取心, 累计取心进尺为225.22m, 收获率为99.67%, 开展岩石学参数、地球化学参数、物性分析、孔隙结构、岩石力学、含气性分析和流体分析等系统的分析测试, 为页岩油气成藏特征评价奠定良好基础。

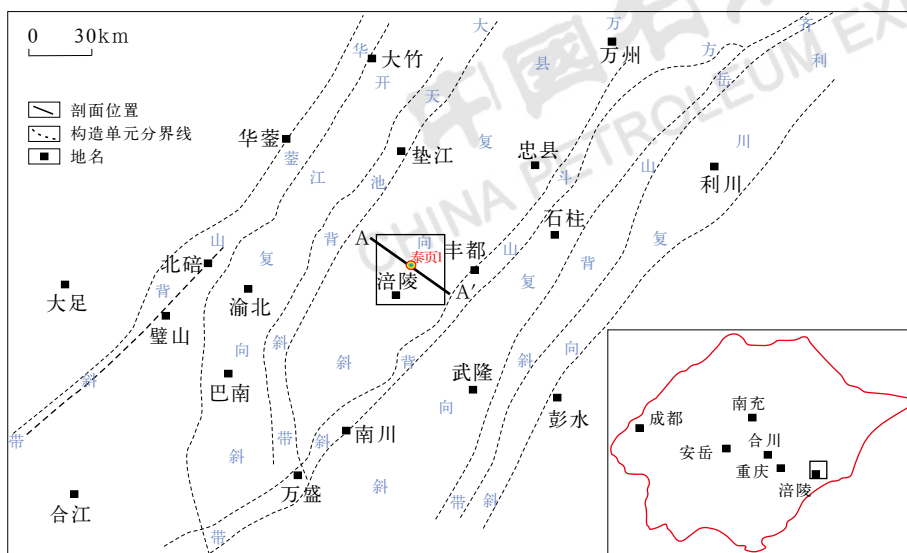


图1 涪陵北部地区构造纲要图

Fig.1 Structural outline of the northern Fuling area

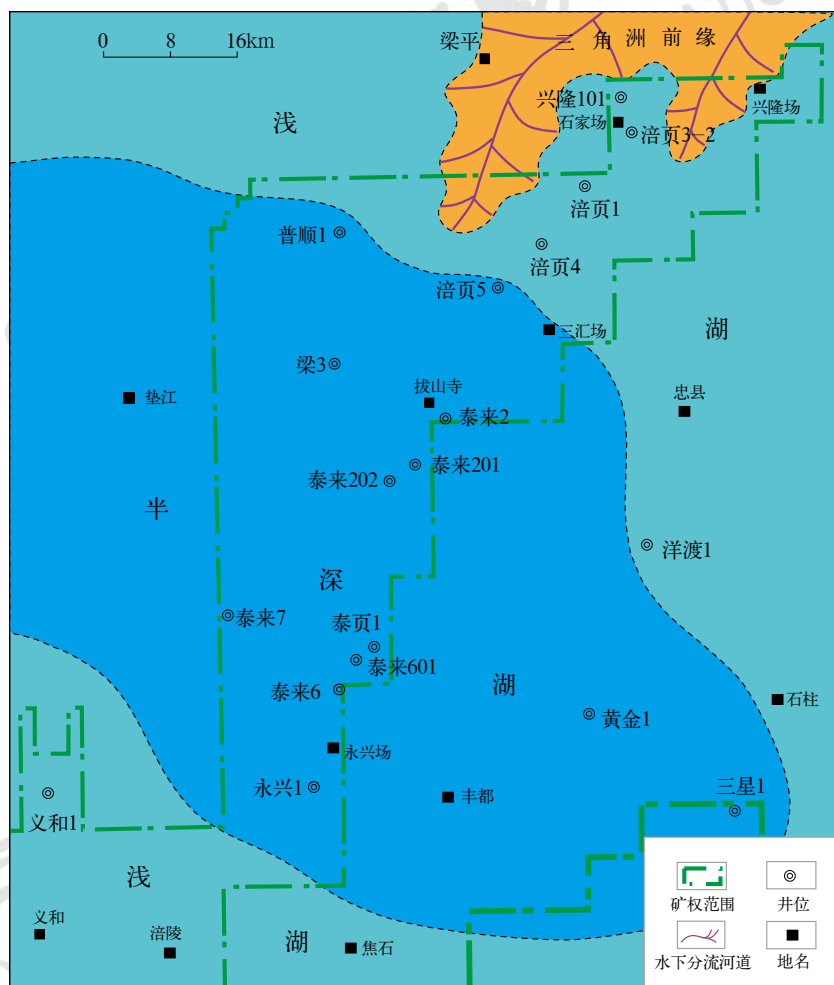


图2 涪陵北部地区凉高山组二段沉积相图

Fig.2 Sedimentary facies map of the 2<sup>nd</sup> member of Lianggaoshan Formation in the northern Fuling area

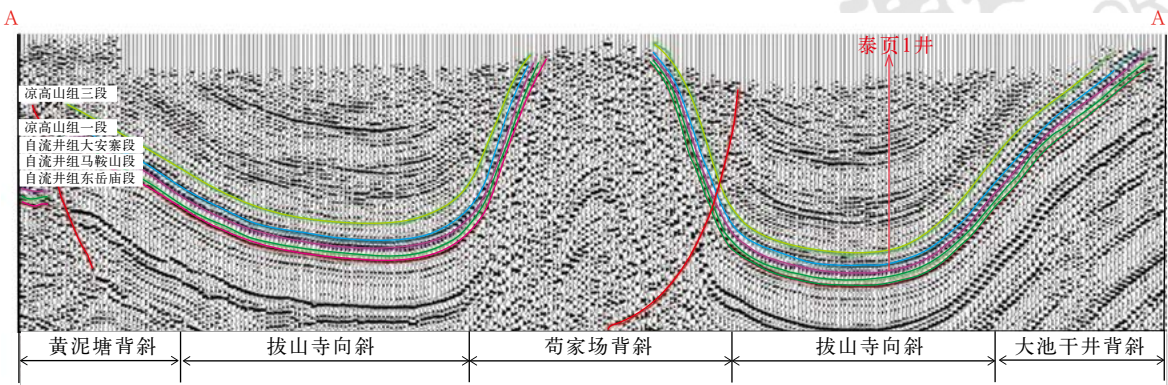


图 3 涪陵地区过泰页 1 井地震剖面图 (剖面位置见图 1)

Fig.3 Seismic profile cross Well Taiye 1 in Fuling area (profile location is in Fig. 1)

2.1 凉高山组页岩油气“甜点”层段

2.1.1 ④小层泥页岩连续厚度最大、TOC 最高

根据岩性、测井、古生物及 TOC 等资料，涪陵

北部地区凉高山组可划分为 3 段 8 个小层 (图 4)，泰页 1 井岩心揭示凉高山组暗色泥页岩主要发育在凉一段上一凉二段下②~④小层 (表 1)，3 个小层之间被厚度为 3~5m 且相对较致密的泥质粉砂岩或粉砂

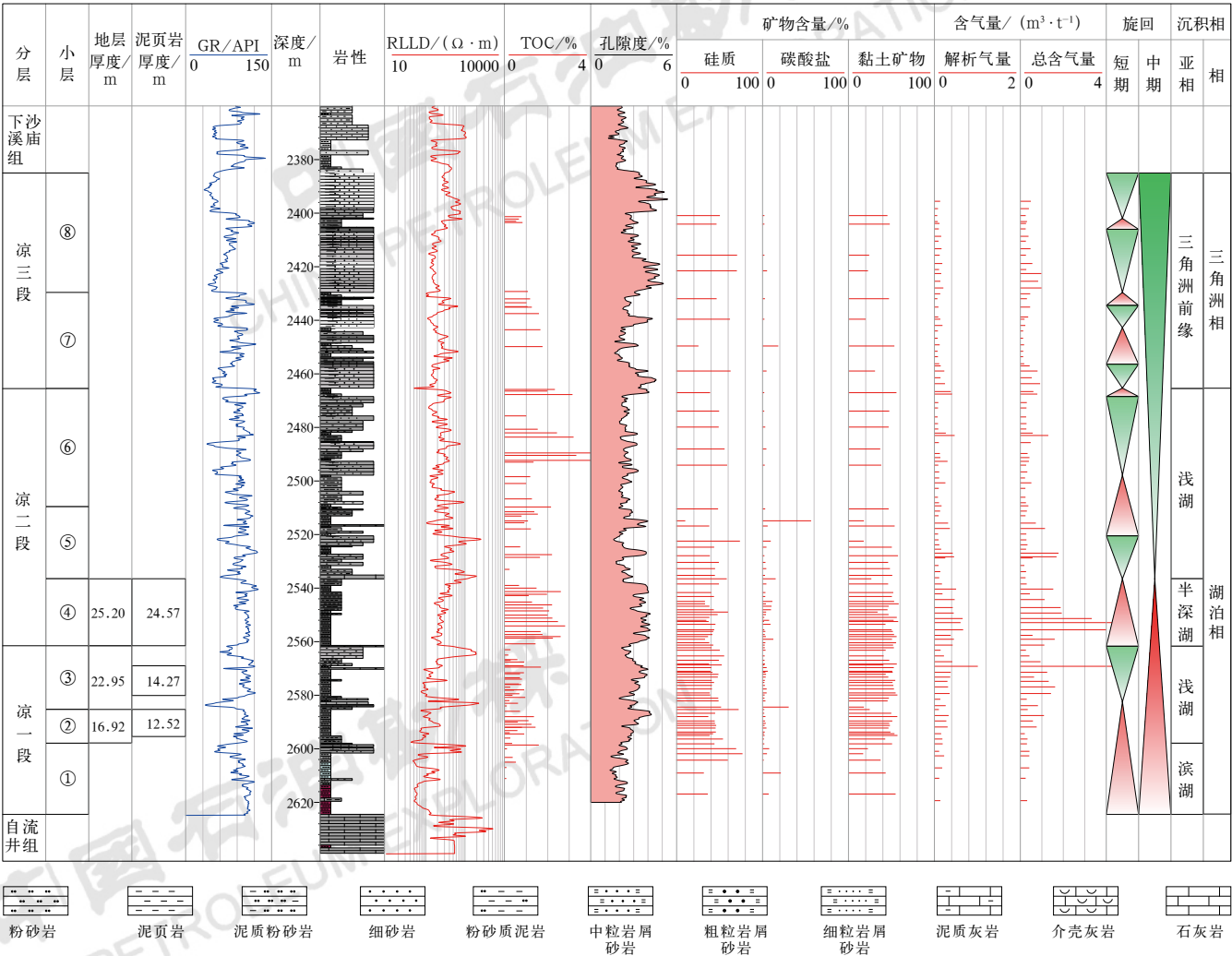


图 4 涪陵地区泰页 1 井凉高山组页岩油气综合评价图

Fig.4 Comprehensive evaluation graph of shale oil and gas in Lianggaoshan Formation of Well Taiye 1 in Fuling area

表1 涪陵地区泰页1井凉高山组泥页岩段主要参数对比表

Table 1 Statistics table of main parameters of thin shale layers in Lianggaoshan Formation in Well Taiye 1 in Fuling area

小层	深度 /m	地层厚度 /m	泥页岩厚度 /m	泥地比 / %	GR / API	TOC / %	孔隙度 / %	石英 / %	黏土矿物 / %	含气量 / (m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	沉积相
④	2536.33~2561.53	25.20	24.57	97.50	104.43	1.56	3.52	35.9	48.9	1.81	半深湖
③	2561.53~2584.48	22.95	14.27	62.18	93.82	1.04	3.05	38.1	47.4	1.28	浅湖
②	2584.48~2601.39	16.92	12.52	74.00	92.38	0.78	2.90	41.1	45.6	0.48	浅湖

注：孔隙度分析测试结果未返回，表内统计为斯伦贝谢公司特殊测井解释结果。

岩分割，其中④小层连续厚度最大，达25.20m；岩性主要为灰黑色泥页岩，泥地比达到97.50%；电性特征则表现为中自然伽马、中—高补偿中子、中密度、中声波时差、中电阻率、中—低铀值。地球化学特征显示④小层富有机质泥页岩总体表现出厚度大、有机质丰度较高、热演化程度适中的特征，其中TOC为0.47%~3.06%，平均为1.56%，明显比②小层、③小层高；有机质显微组分主要为壳质组和镜质组，有机质类型为Ⅱ型；镜质组反射率 $R_o$ 为1.01%~1.41%，平均为1.14%，处于成熟—高成熟演化阶段，有利于页岩油气的大量生成（图4）。

#### 2.1.2 ④小层泥页岩孔隙度最高、含气性最好

孔隙度和含气量是表征页岩储集性和含气性好坏的关键参数<sup>[14-15]</sup>。综合现场含气量测试及斯伦贝谢公司特殊测井解释结果，泰页1井凉高山组不同岩性段孔隙度和含气性差异较大，总体表现为TOC高的暗色泥页岩孔隙度、含气量最高，TOC低的泥质（含泥）粉砂岩、粉砂岩、细砂岩储集性能和含气性则相对较差（表1、图5）。④小层富有机质泥页岩相对于其他小层，具有孔隙度最高、含气性最好的特征，斯伦贝谢公司特殊测井解释平均孔隙度为3.52%，现场平均含气量为1.81m<sup>3</sup>/t；②小层、③小层孔隙度及含气量较低，孔隙度分别仅为2.90%、3.05%，含气量分别为0.48m<sup>3</sup>/t、1.28m<sup>3</sup>/t。

凉高山组页岩储集空间以无机孔（黏土矿物层间孔、粒间孔、粒内孔等）为主，仅局部发育有机质孔，富氢有机显微组分有机质孔相对更加发育，而贫氢的镜质组及丝质体基本不发育有机质孔；泥页岩孔隙类型以介孔（孔径为2~50nm）和大孔（孔径大于50nm）为主，大孔占比明显高于海相页岩，有利于储层空间沟通和大分子液态烃的运移和产出。该特征与四川盆地陆相页岩油气孔径和储集空间特征类似（图6、图7）。

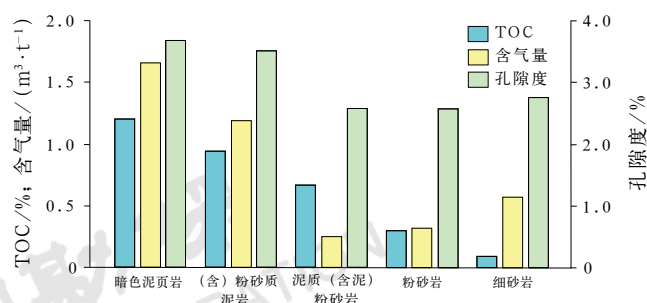


图5 泰页1井凉高山组不同岩性TOC、孔隙度、含气量对比直方图

Fig.5 Comparison histogram of TOC, porosity and gas content of different lithologies in Lianggaoshan Formation in Well Taiye 1

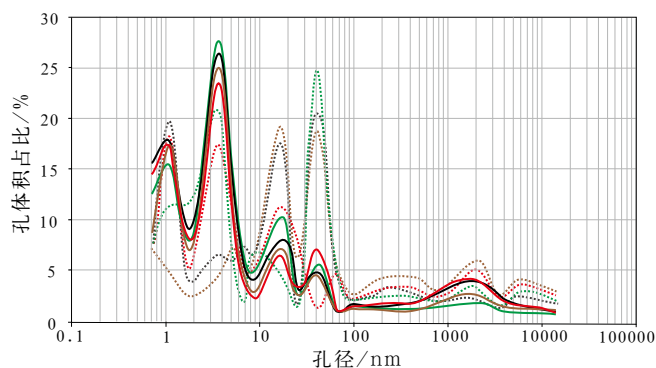


图6 泰页1井凉高山组和焦页1井龙马溪组页岩孔径分布对比图

Fig.6 Comparison of pore size distribution between Lianggaoshan Formation shale in Well Taiye 1 and Longmaxi Formation shale in Well Jiaoye 1

图中虚线表示泰页1井凉高山组④小层样品；实线表示焦页1井龙马溪组泥岩样品

#### 2.1.3 ④小层黏土矿物含量较高，总体埋深较浅，具有低地应力特征

客观评价陆相页岩可压裂性条件是开展针对性压裂工艺技术攻关的重要基础<sup>[16-18]</sup>。对比涪陵页岩气田海相页岩评价标准，凉高山组④小层泥页岩脆性



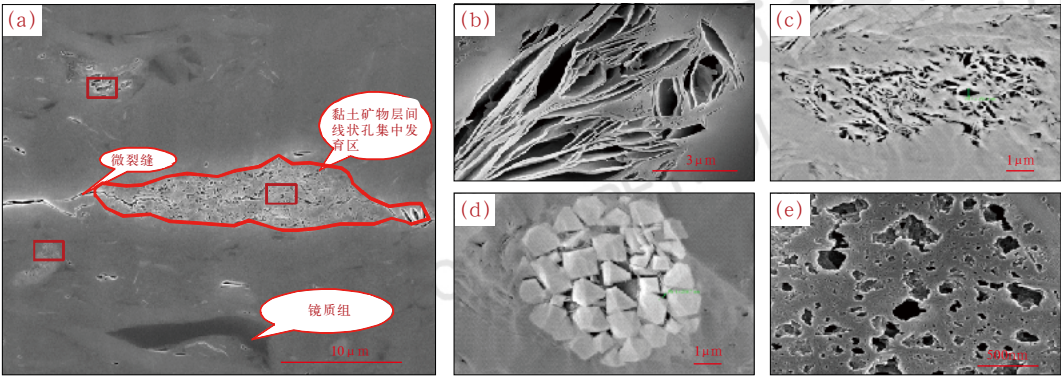


图 7 涪陵地区泰页 1 井凉高山组泥页岩储层孔隙特征

Fig.7 Pore characteristics of shale reservoir of Lianggaoshan Formation in Well Taiye 1 in Fuling area

(a) 大视域氩离子扫描电镜,发育黏土矿物层间线状孔,镜质组内部致密,不发育有机质孔,微裂缝发育;(b) 黏土矿物层间孔,多呈狭长的长条形,孔径一般较大;(c) 黏土矿物层间孔,孔隙主要呈片状,黏土矿物沿脆性矿物形成楔形孔,孔径一般较大;(d) 草莓状黄铁矿晶间孔,有机质充填;(e) 有机质孔,呈蜂窝状的不规则椭圆形

矿物含量、敏感性、泊松比、杨氏模量等 6 个评价参数处于非有利区,埋深、水平应力差异系数、上覆岩层压力、有无隔夹层及微裂缝发育程度等评价参数处于有利区。全岩 X 衍射显示凉高山组④小层泥页岩石英含量为 29.7%~48.2%,平均为 35.9%,黏土矿物含量为 21.0%~57.9%,平均为 48.9% (图 4、表 1);黏土矿物中伊/蒙混层含量较高,平均为 47.24%,混层比为 20%~30%,总体具有低石英、高黏土矿物、中等脆性、较强水敏性的特征。在围压 30MPa、温度 25℃ 试验条件下,凉高山组④小层泥页岩泊松比为 0.215~0.306,平均为 0.269,杨氏模量为 28.7~38.5GPa,平均为 33.5GPa,总体具有中—高杨

氏模量、高泊松比特征;涪陵地区凉高山组泥页岩埋深主要为 2000~2800m,泰页 1 井凉高山组④小层底界埋深为 2561.70m,总体埋深较浅,同时构造形态特征相对简单,具有低地应力且水平应力差异系数小的特征,其中最大水平主应力( $\sigma_H$ )、最小水平主应力( $\sigma_h$ )平均值分别为 61.60MPa、55.15MPa,水平应力差异系数为 0.117,垂向主应力( $\sigma_v$ )平均为 61.19MPa,整体三向应力关系为: $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$  (表 2)。凉高山组④小层整体处于半深湖相沉积环境,为连续的暗色泥页岩沉积,无夹层,25.20m 厚的地层内,各岩性间岩石力学性质差异不大,有利于后期压裂过程中纵横向裂缝的扩展<sup>[19-20]</sup>。

表 2 泰页 1 井凉高山组④小层与涪陵地区龙马溪组下部页岩地质与工程参数对比表

Table 2 Comparison of geological and engineering parameters between sub-layer 4 of Lianggaoshan Formation shale in Well Taiye 1 and the lower part of Longmaxi Formation shale in Fuling area

参数分类	缝网形成评价参数	凉高山组④小层	龙马溪组	参考评价指标
岩性	石英含量 /%	35.9	49.0	> 40.0
	黏土矿物含量 /%	48.9	26.4	< 45.0
	敏感性	较强	弱	弱
力学参数与地应力	泊松比	0.269	0.210	< 0.250
	杨氏模量 /GPa	33.5	35.3	> 20.0
	水平应力差异系数	0.117	0.130	< 0.200
	上覆岩层压力 /MPa	61.19	54.00	中间应力
夹层及微裂缝	夹层	无	无	无
	层理与天然裂缝	中等发育	层理极发育	发育

## 2.2 自生自储的“纯页岩型”页岩油气藏

目前, 根据源储关系国内通常将陆相页岩层系划分为源内夹层型和纯页岩型<sup>[21-23]</sup>。泰页 1 井凉高山组④小层厚度大(为 25.20m)、泥地比高, 孔隙度和含气量都比顶底板 3~5m 厚的泥质粉砂岩高; 泰页 1 井

侧钻水平井水平段长 1502.00m(2825.00~4327.00m 井段), 水平段穿行轨迹均在凉高山组④小层内, 岩性为灰黑色泥页岩(图 8), 水平段全烃显示好, 在钻井液密度为 1.53g/cm<sup>3</sup> 情况下, 全烃为 4.00%~19.30%, 平均为 10.33%, 凉高山组测试层段为“纯页岩型”储层。

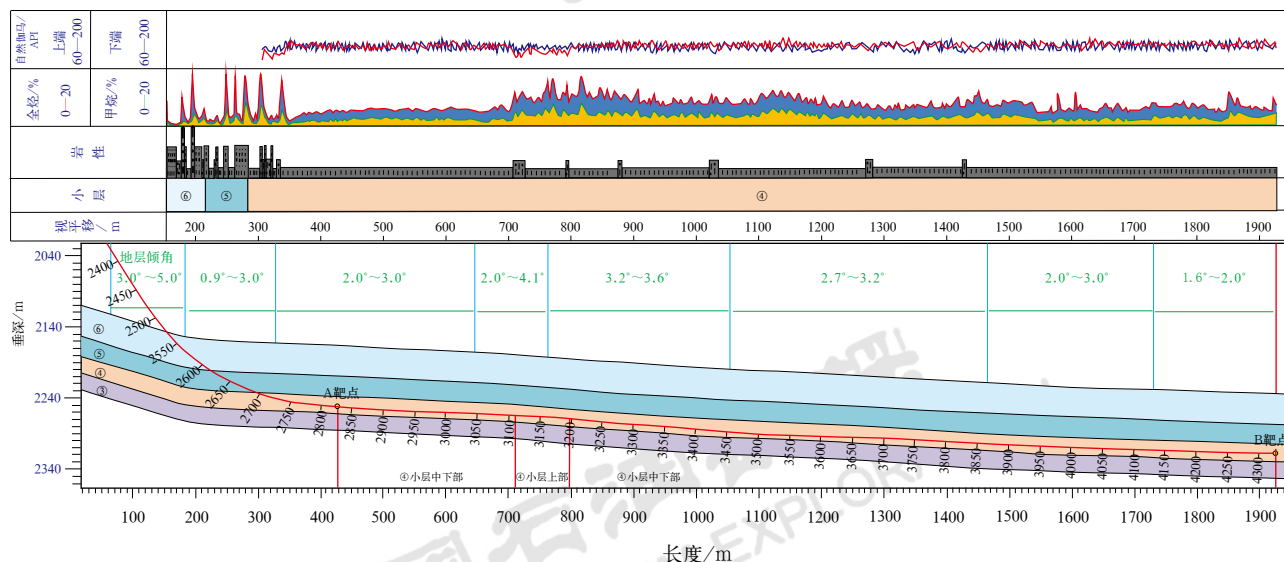


图 8 涪陵地区泰页 1 井凉高山组水平井轨迹图

Fig.8 Horizontal well trajectory of Well Taiye 1 in Lianggaoshan Formation in Fuling area

凉高山组④小层发育浅层、低地温梯度、高压页岩油气藏。泥页岩埋深主要为 2000~2800m, 平均埋深约为 2400m, 泰页 1 井凉高山组④小层底界埋深为 2561.70m; 平均地温梯度为 2.13℃/100m, 地层压力系数为 1.20; 凉高山组④小层热演化程度平均为 1.14%, 气油比为 7111m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, 凉高山组天然气组分以烷烃气为主, 其中 CH<sub>4</sub> 含量为 85.91%, CO<sub>2</sub> 含量为 10.78%, H<sub>2</sub>S 含量为 1.31%; 凝析油密度为 (27℃) 0.7776~0.7777g/cm<sup>3</sup>, 平均为 0.77765g/cm<sup>3</sup>, 凝析油黏度为 1.377~3.963mPa·s, 平均为 2.160mPa·s, 含蜡量为 16.12%, 胶质+沥青质含量为 21.21%, 凝固点为 24℃, 总硫含量为 66.69mg/L, 属于低含凝析油凝析气藏。

## 3 泰页 1 井勘探突破的启示和意义

### 3.1 半深湖—深湖相“纯页岩型”储层是四川盆地侏罗系寻找规模油气藏的重点领域

前期四川盆地侏罗系油气勘探主要瞄准的是临

近生烃中心、规模发育的高能河道砂、滩坝砂或介壳滩等常规优质储层<sup>[24-26]</sup>, 泰页 1 井揭示源储一体的“纯页岩型”储层同样具有良好的勘探开发前景, 目前初步评价认为涪陵北部地区凉高山组二段半深湖相页岩气有利勘探面积近 1200km<sup>2</sup>, 天然气资源量为 1922×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>、石油资源量为 2800×10<sup>4</sup>t。

研究表明源内油气滞留量是湖相页岩气“甜点”优选的首要条件<sup>[27-28]</sup>。相对于五峰组—龙马溪组海相优质页岩气层, 湖相页岩总体 TOC 相对较小、品质略差, 但泰页 1 井揭示半深湖—深湖相泥页岩通常具有连续厚度大、无薄夹层、TOC 高的特点, 且横向大面积分布, 远离高能相带储层, 纵向上顶底板为 3~5m 厚的中—厚层状泥质粉砂岩, 泥质含量较大, 比泥页岩孔隙度更低, 有利于页岩油气在页岩层内源位滞留。

湖相“纯页岩型”储层 TOC 与黏土矿物含量呈一定的正相关关系, 龙马溪组海相页岩 TOC 与黏土矿物含量呈负相关关系, 二者相反(图 9), 前者表现出“富集脆性较低”的特征, 给地质和工程双“甜点”评价

带来较大的难度。泰页1井的勘探实践表明,相对厚度大、无薄夹层的高TOC、高孔隙度、高含气量“纯页岩型”储层,若埋藏较浅、地应力和水平应力差异

系数相对较小,在选用合适的工程工艺技术(如密切割、投球暂堵、多尺度变粒径等)、优化压裂配方的情况下,可以形成规模有效复杂缝网、实现湖相页岩油气高产。

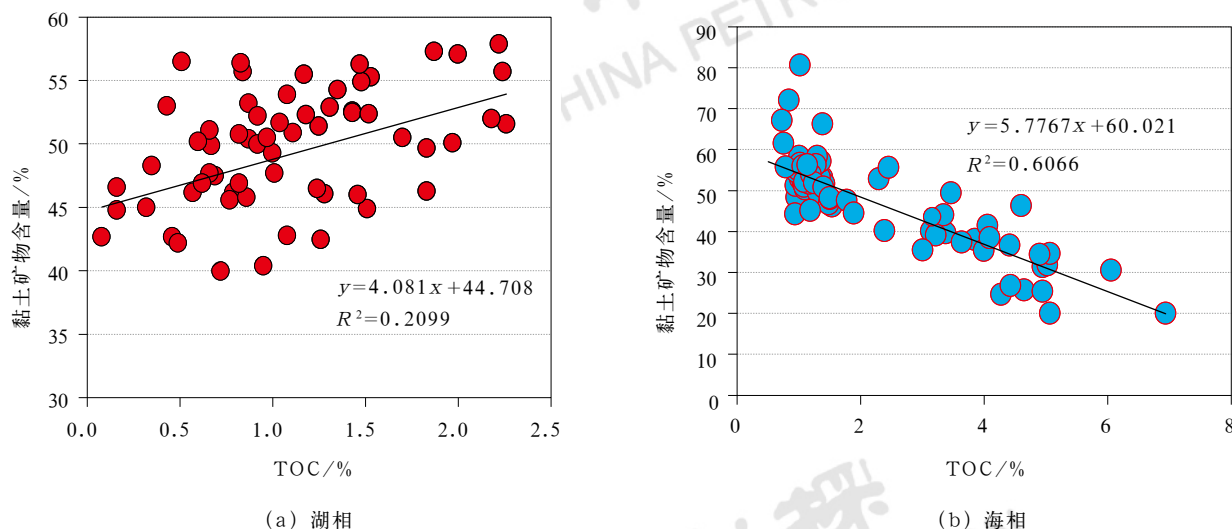


图9 四川盆地页岩 TOC 与黏土矿物含量关系图

Fig.9 Relationship between TOC and clay content of lacustrine (left) and marine shale (right) in the Sichuan Basin

### 3.2 热演化程度较高、保存条件好、微裂缝发育有利于页岩油气富集高产

#### 3.2.1 热演化程度明显控制油气的流体相态

流动性是页岩油气高产的关键因素之一<sup>[29-32]</sup>,主要受热演化程度、流体性质等多种因素共同制约,通常热演化程度越高、气油比越大,越有利于页岩油气产出。涪陵地区凉高山组、大安寨段、东岳庙段陆相页岩表现出随埋深增加流动性不断增大的趋势,不同层系流体相态不同。其中,凉高山组和大安寨段埋深较浅,热演化程度较低,主要为近临界态凝析气兼挥发性轻质油藏, FY8-1 井在大安寨一段测试获日产气  $1.1 \times 10^4 \text{m}^3$ 、日产油  $25 \text{m}^3$ ,原油流体性质测定 ( $20^\circ\text{C}$ ) 密度为  $0.784 \text{g/cm}^3$ 、动力黏度为  $3.16 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 、气油比为  $432.8 \text{m}^3/\text{m}^3$ ,原油密度高、黏度大,可流动性差;东岳庙段成熟度相对增大,  $R_o$  为  $1.4\% \sim 1.8\%$ ,处于高成熟阶段,以凝析气为主, FY10 井在东岳庙段测试获日产气  $5.58 \times 10^4 \text{m}^3$ 、日产油  $17.6 \text{m}^3$ ,气体组分测试甲烷含量为  $81.9\%$ ,  $20^\circ\text{C}$  时原油密度为  $0.778 \text{g/cm}^3$ 、动力黏度为  $1.68 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ,气油比大于  $2000 \text{m}^3/\text{m}^3$ ,有利于页岩油气的流动和产出<sup>[33]</sup>。

#### 3.2.2 保存条件好、微裂缝发育, 利于页岩油气的富集高产

富有机质泥页岩层段深埋阶段持续生烃,加上自身较好的封闭性和后期构造稳定,易形成高压—超压地层,同时有利于页岩油气的原位滞留和孔、缝的保持<sup>[34]</sup>。涪陵地区位于川东高陡断褶带,以宽缓向斜与紧闭断背斜构造为主,向斜区宽缓、变形较弱、断裂不发育。泰页1井揭示凉高山组相对较平缓,距离剥蚀区较远,保存条件较好,凉高山组二段在向斜区整体表现为高压地层,实测压力系数达到1.20,显示为浅埋藏、弱超压特征(图10);拔山寺向斜北部地区涪页10井东岳庙段埋深约为2800m,位于向斜区中心,距控盆断裂15km以上,实测地层压力系数为1.75;邻近地层出露剥蚀区保存条件受一定影响,普顺1井距出露区3.4km,气测显示全烃仅为1.18%。总体来看,地层测试产量与压力系数具有一定的正相关性,超压为页岩气的高产提供了足够的能量。微裂缝发育有利于增加储集空间、提高渗流能力,是湖相页岩孔径比海相页岩孔径大的主要原因之一,大孔径的通道有利于含油率高、烃类分子密度低的页岩油气流动,有利于湖相页岩油气的富集高产(图10)。



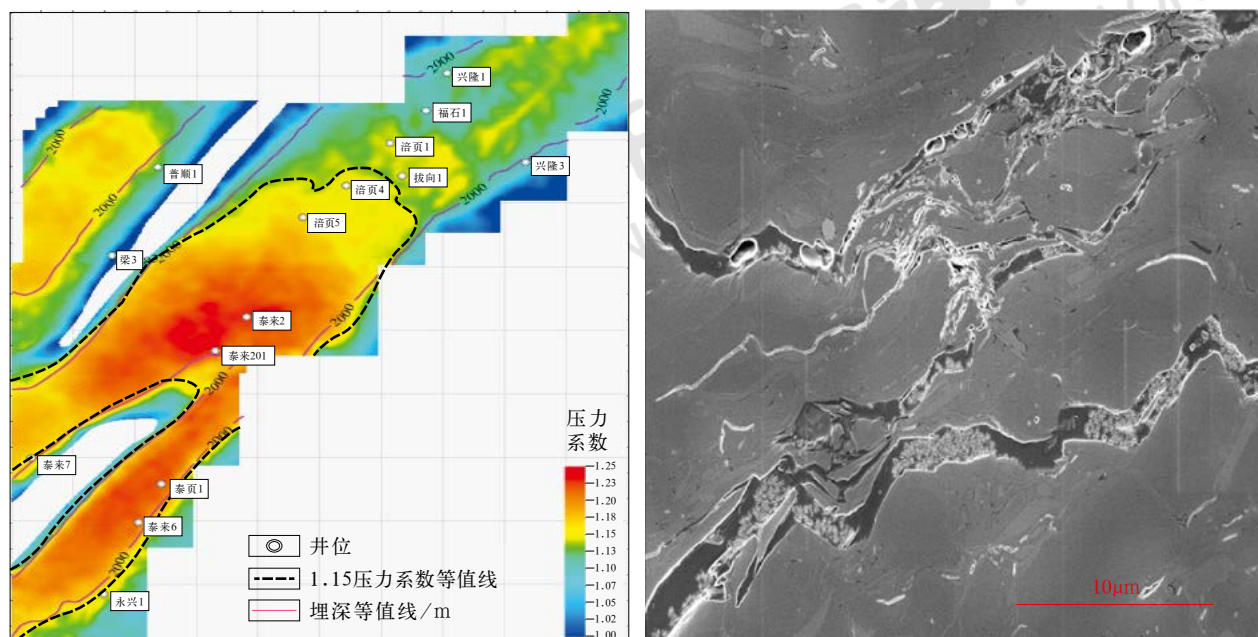


图10 涪陵北部地区凉高山组压力系数预测图(左)和熔融合金氩离子扫描电镜(右)

Fig.10 Prediction of pressure coefficient of Liangshan Formation in the northern Fuling area (left) and argon ion scanning electron microscope of molten alloy (right)

### 3.3 地质工程一体化是实现页岩油气勘探突破的重要保障

如何实现湖相页岩气的高产、稳产,需要立足工艺理念创新,突出地质工程一体化,打造压裂新模式,确保预探突破和效益建产。在借鉴海相页岩气储层压裂改造经验基础上,通过应力、岩性、液性和砂性相结合,系统科学优化簇间距、簇数、排量、黏度等关键压裂参数和方案设计,探索形成了以“少段多簇+暂堵转向+大排量+中粗砂强加砂”为主要特点的新模式高效体积压裂关键技术:基于湖相页岩塑性较强、复杂缝网形成难度大的特点,采用少段多簇(水平段长1502m,20段、146簇,簇间距为8~20m)+投球暂堵转向(其中12段采用投球暂堵工艺),实现密集切割,提高单段储层改造体积及裂缝复杂性;提高导流能力,采用多尺度裂缝强加砂工艺:变黏滑溜水、高砂比段塞加砂+连续加砂,其中低黏滑溜水(1~3mPa·s)占比为5.057%,大粒径(40/70目及30/50目)占比达到72%;提高压裂裂缝净压力,优选降阻率高、伤害低、携砂性能好的压裂液体系,改善铺砂效果,同时采用大排量施工模式(主体施工排量为16~18m<sup>3</sup>/min);针对黏土矿物含量高、水敏性强的特征,强化储层保护,使用长效防膨剂抑制敏感性(表3)。

采用上述高效体积压裂关键技术,泰页1井侧钻水平井水平段长1502m,压裂20段,146簇,总液量为39574.7m<sup>3</sup>,总砂量为3446.4m<sup>3</sup>(图11)。施工指标创同类井新高,采用70/140目+40/70目+30/50目支撑剂组合,单段最高综合砂液比为11.58%,平均综合砂液比为8.48%,单段最大加砂强度为6.76t/m,平均加砂强度为4.2t/m,压裂改造效果良好,改造体积达2737×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>,实现了勘探突破,为湖相页岩压裂改造工艺的进一步优化提供了借鉴。

## 4 结论

四川盆地涪陵地区凉高山组二段广泛发育半深湖相富含有机质泥页岩,泰页1井首次在该层段获得页岩油气重大突破,试获日产气7.5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>、日产油9.8m<sup>3</sup>,开辟了四川盆地页岩油气勘探新层系。

泰页1井的钻探成果证实涪陵地区凉高山组二段“纯页岩型”页岩油气藏,具有泥页岩连续厚度大、TOC、孔隙度及含气量较高的特征,具备良好的页岩油气成藏条件;保存条件好、微裂缝发育有利于湖相页岩油气富集高产,有效的体积压裂技术是实现高效开发的关键。

综合评价涪陵北部地区凉高山组二段页岩油气有利勘探面积近1200km<sup>2</sup>,天然气资源量为1922×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>、

表 3 泰页 1 井凉高山组页岩地质工程参数及压裂工艺特征表

Table 3 Geological and engineering parameters of Lianggaoshan Formation shale in Well Taiye 1 and optimization of fracturing design

评价参数		对压裂改造影响	优化思路
石英含量 /%	35.9	塑性强, 加砂难度大; 裂缝延伸受限, 缝长短; 泥质含量高, 导流能力差	变密度压裂液体系, 实现较高导流能力的强造缝; 多尺度加砂支撑, 强化支撑
黏土矿物含量 /%	48.9		
泊松比	0.269		
杨氏模量 /GPa	33.5		
水平应力差异系数	0.117	较小的水平应力差异系数有利于裂缝转向	多簇密切割设计, 增加裂缝的均匀扩展; 大排量 + 投球暂堵转向, 提高缝内净压力, 增加缝高、缝宽, 形成复杂缝网
上覆岩层压力 /MPa	61.19	较小的上覆岩层压力有利于层理缝的扩展与延伸	
曲率	较发育	有利于缝网延伸	
层理与天然裂缝	中等发育	在较强泥质胶结条件下, 不利于缝高的扩展	采用促吸、强驱油、防膨、防运移、抑制敏感性的压裂液体系
敏感性	较强	储层伤害大、降低缝网改造程度	

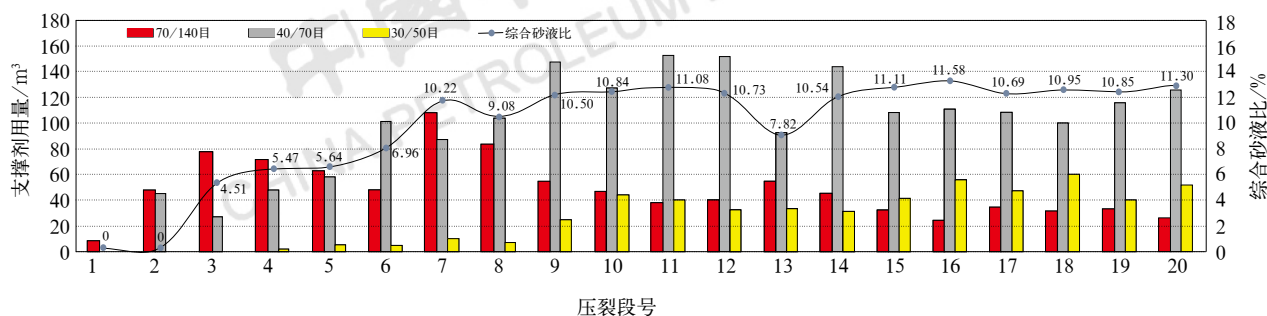


图 11 泰页 1 井侧钻水平井各段压裂支撑剂使用情况对比图

Fig.11 Comparison of proppant usage of each fracturing section in sidetrack horizontal Well Taiye 1

石油资源量为  $2800 \times 10^4 \text{t}$ , 勘探前景广阔, 是四川盆地继五峰组—龙马溪组之后的重大页岩油气资源接替新领域。

### 参考文献

- [1] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识 [J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 34–37.  
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Zhihong, *et al.* Discovery and exploration of Fuling shale gas field [J]. Petroleum Exploration of China, 2016, 21(3): 24–37.
- [2] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示 [J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 1–6.
- [3] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景 (二) [J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 166–178.
- [4] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望 [J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1–14.  
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Huang Renchun, *et al.* Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: progress and prospect [J]. Nature Gas Industry, 2020, 40(5): 1–14.

Wang Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1–6.

- [5] 何治亮, 聂海宽, 李双建, 等. 特提斯域板块构造约束下上扬子地区二叠系龙潭组页岩气的差异性赋存[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1):1-15.  
He Zhiliang, Nie Haikuan, Li Shuangjian, *et al.* Differential occurrence of shale gas in the Permian Longtan Formation of Upper Yangtze region constrained by plate tectonics in the Tethyan domain[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1):1-15.
- [6] 董大忠, 邱振, 张磊夫, 等. 海陆过渡相页岩气层系沉积研究进展与页岩气新发现[J]. 沉积学报, 2021, 39(1):29-45.  
Dong Dazhong, Qiu Zhen, Zhang Leifu, *et al.* Progress on sedimentology of transitional facies shales and new discoveries of shale gas[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(1):29-45.
- [7] 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等. 川东北元坝区块中下侏罗统页岩油气地质分析[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6):596-600.  
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, *et al.* Geologic analysis of Middle-Lower Jurassic shale reservoirs in Yuanba area, northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6):596-600.
- [8] 周德华, 焦方正. 页岩气“甜点”评价与预测: 以四川盆地建南地区侏罗系为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2):109-114.  
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng. Evaluation and prediction of shale gas sweet spots: a case study in Jurassic of Jiannan area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(2):109-114.
- [9] 蔡勋育, 刘金连, 张宇, 等. 中国石化“十三五”油气勘探进展与“十四五”前景展望[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(1):31-42.  
Cai Xunyu, Liu Jinlian, Zhang Yu, *et al.* Oil and gas exploration progress of Sinopec during the 13<sup>th</sup> Five-Year Plan period and prospect forecast for the 14<sup>th</sup> Five-Year Plan[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(1):31-42.
- [10] 孙焕泉, 周德华, 蔡勋育, 等. 中国石化页岩气发展现状与趋势[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2):14-26.  
Sun Huanquan, Zhou Dehua, Cai Xunyu, *et al.* Progress and prospects in shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2):14-26.
- [11] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考: 以四川盆地龙马溪组 and 自流井组大安寨段为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(2):18-28.  
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Li Yuping, *et al.* Analyses and thoughts on accumulation mechanisms of marine and lacustrine shale gas: a case study in shales of Longmaxi Formation and Da'anzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2):18-28.
- [12] 邱振, 施振生, 董大忠, 等. 致密油源储特征与聚集机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6):928-939.  
Qiu Zhen, Shi Zhensheng, Dong Dazhong, *et al.* Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: a case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6):928-939.
- [13] 李英强, 何登发. 四川盆地及邻区早侏罗世构造—沉积环境与原型盆地演化[J]. 石油学报, 2014, 35(2):219-232.  
Li Yingqiang, He Dengfa. Evolution of tectonic-depositional environment and prototype basins of the Early Jurassic in Sichuan Basin and adjacent areas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(2):219-232.
- [14] 郭少斌, 黄磊. 页岩气储层含气性影响因素及储层评价——以上扬子古生界页岩气储层为例[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6):601-606.  
Guo Shaobin, Huang Lei. Gas-bearing influential factors and evaluation of shale gas reservoir: a case study of Paleozoic shale gas reservoir in Upper Yangtze region[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6):601-606.
- [15] 李武广, 钟兵, 杨洪志, 等. 页岩储层含气性评价及影响因素分析——以长宁—威远国家级试验区为例[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(10):1653-1660.  
Li Wuguang, Zhong Bing, Yang Hongzhi, *et al.* Evaluation of gas-bearing property for shale reservoir and its influence factors analysis: taking Changning-Weiyuan national experimental zone as an example[J]. Nature Gas Geoscience, 2014, 25(10):1653-1660.
- [16] 罗鹏, 吉利明. 陆相页岩气储层特征与潜力评价[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5):1060-1068.  
Luo Peng, Ji Liming. Reservoir characteristics and potential evaluation of continental shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5):1060-1068.
- [17] 沈勃, 赵金洲, 谢军, 等. 海相页岩缝网可压性靶窗空间分布预测——以川南长宁区块为例[J]. 地质力学学报, 2020, 26(6):881-891.  
Shen Cheng, Zhao Jinzhou, Xie Jun, *et al.* Target window spatial distribution prediction based on network fracability: a case study of shale gas reservoirs in the Changning Block southern Sichuan Basin[J]. Journal of Geomechanics, 2020, 26(6):881-891.
- [18] 杨跃明, 黄东. 四川盆地侏罗系湖相页岩油气地质特征及勘探开发新认识[J]. 天然气工业, 2019, 39(6):22-33.  
Yang Yueming, Huang Dong. Geological characteristics and new understandings of exploration and development of Jurassic lacustrine shale oil and gas in the Sichuan Basin[J]. Nature Gas Industry, 2019, 39(6):22-33.
- [19] 楼一珊, 金业权. 岩石力学与石油工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.  
Lou Yishan, Jin Yequan. Rock Mechanics and Petroleum Engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [20] 刘曰武, 高大鹏, 李奇, 等. 页岩气开采中的若干力学前沿问题[J]. 力学进展, 2019, 49(1):1-236.  
Liu Yuewu, Gao Dapeng, Li Qi, *et al.* Mechanical frontiers in shale-gas development[J]. Advances in Mechanics, 2019, 49(1):1-236.
- [21] 焦方正, 邹才能, 杨智. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6):1067-1078.  
Jiao Fangzheng, Zou Caineng, Yang Zhi. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon

- accumulation inside continental source kitchens[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020,47(6):1067-1078.
- [22] 孙焕泉, 蔡勋育, 周德华, 等. 中国石化页岩油勘探实践与展望[J]. *中国石油勘探*, 2019,24(5):569-575.
- Sun Huanquan, Cai Xunyu, Zhou Dehua, *et al.* Practice and prospect of Sinopec shale oil exploration[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019,24(5):569-575.
- [23] 杜金虎, 胡素云, 庞正炼, 等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J]. *中国石油勘探*, 2019,24(5):560-568.
- Du Jinhua, Hu Suyun, Pang Zhenglian, *et al.* The types potentials and prospects of continental shale oil in China[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019,24(5):560-568.
- [24] 李军, 王世谦. 四川盆地平昌—阆中地区侏罗系油气成藏主控因素与勘探对策[J]. *天然气工业*, 2010,30(3):16-21,126-127.
- Li Jun, Wang Shiqian. The main factors controlling hydrocarbon accumulation in the Jurassic of Pingchang-Langzhong area in the Sichuan Basin and its exploration strategies[J]. *Natural Gas Industry*, 2010,30(3):16-21,126-127.
- [25] 邹才能, 陶士振, 白斌, 等. 论非常规油气与常规油气的区别和联系[J]. *中国石油勘探*, 2015,20(1):1-16.
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Bai Bin, *et al.* Differences and relations between unconventional and conventional oil and gas[J]. *China Petroleum Exploration*, 2015,20(1):1-16.
- [26] 杨跃明, 杨家静, 杨光, 等. 四川盆地中部地区侏罗系致密油研究新进展[J]. *石油勘探与开发*, 2016,43(6):873-882.
- Yang Yueming, Yang Jiajing, Yang Guang, *et al.* New research progress of Jurassic tight oil in central Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016,43(6):873-882.
- [27] 鄢杰, 潘仁芳, 唐小玲, 等. 页岩中油气的滞留机制及富集机理差异性比较[J]. *断块油气田*, 2015,22(6):711-716.
- Yan Jie, Pan Renfang, Tang Xiaoling, *et al.* Comparison on hydrocarbon retention and enrichment mechanism between shale gas and shale oil[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2015, 22(6):711-716.
- [28] 杨振恒, 胡宗全, 熊亮, 等. 深层页岩气源储耦合机理研究——以川南地区X井为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2020,10(5):20-27.
- Yang Zhenheng, Hu Zonquan, Xiong Liang, *et al.* Gas storage characteristics and coupling characteristics of deep shale gas: a case study of well-X in southern Sichuan Basin, China[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020,10(5):20-27.
- [29] 湛卓恒, 黎茂稳, 姜春庆, 等. 页岩油的资源潜力及流动性评价方法——以西加拿大盆地上泥盆统 Duvernay 页岩为例[J]. *石油与天然气地质*, 2019,40(3):459-468.
- Chen Zhuoheng, Li Maowen, Jiang Chunqing, *et al.* Shale oil resource potential and its mobility assessment: a case study of Upper Devonian Duvernay shale in Western Canada Sedimentary Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019,40(3):459-468.
- [30] 宋岩, 李卓, 姜振学, 等. 非常规油气地质研究进展与发展趋势[J]. *石油勘探与开发*, 2017,44(4):638-648.
- Song Yan, Li Zhuo, Jiang Zhenxue, *et al.* Progress and development trend of unconventional oil and gas geological research[J]. *Exploration and Development*, 2017,44(4):638-648.
- [31] 卢双舫, 薛海涛, 王民, 等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. *石油学报*, 2016,37(10):1309-1322.
- Lu Shuangfang, Xue Haitao, Wang Min, *et al.* Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016,37(10):1309-1322.
- [32] 杨智, 侯连华, 陶士振, 等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5):555-565.
- Yang Zhi, Hou Lianhua, Tao Shizhen, *et al.* Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil[J]. *Exploration and Development*, 2015,42(5):555-565.
- [33] 舒志国, 周林, 李雄, 等. 四川盆地东部复兴地区侏罗系自流井组东岳庙段陆相页岩凝析气藏地质特征及勘探开发前景[J]. *石油与天然气地质*, 2021,42(1):212-223.
- Shu Zhiguo, Zhou Lin, Li Xiong, *et al.* Geological characteristics of gas condensate reservoirs and their exploration and development prospect in the Jurassic continental shale of the Dongyuemiao Member of Ziliujing Formation, Fuxing area, eastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021,42(1):212-223.
- [34] 吉利明, 吴远东, 贺聪, 等. 富有机质页岩高压生烃模拟与孔隙演化特征[J]. *石油学报*, 2016,37(2):172-181.
- Ji Liming, Wu Yuandong, He Cong, *et al.* High-pressure hydrocarbon-generation simulation and pore evolution characteristics of organic-rich mudstone and shale[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016,37(2):172-181.