

引用: 王学军, 周勇水, 彭君, 等. 川东北普光地区侏罗系千佛崖组页岩气重大突破 [J]. 中国石油勘探, 2022,27(5):52-61.

Wang Xuejun, Zhou Yongshui, Peng Jun, et al. Major breakthrough of shale gas in the Jurassic Qianfoya Formation in Puguang area in the northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022,27(5):52-61.

川东北普光地区侏罗系千佛崖组页岩气重大突破

王学军^{1,2} 周勇水^{1,2} 彭君¹ 李进^{1,2} 李红磊^{1,2} 王亚明¹ 周凯¹ 陈帆¹

(1 中国石化中原油田分公司勘探开发研究院; 2 中国石化中原油田分公司博士后工作站)

摘 要: 普光地区首口页岩气专探井普陆页 1 井在中侏罗统千佛崖组试获日产 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的工业气流, 取得了川东北千佛崖组页岩气勘探的重大突破。基于泥页岩含气量、地球化学、岩石矿物学、储层特征等分析测试, 分析了普陆页 1 井页岩气成藏条件和富集规律。研究结果表明: (1) 普陆页 1 井千一段 3 号小层连续发育半深湖相纹层状长英质黏土岩, 解析气含量平均为 $0.58 \text{ m}^3/\text{t}$, 总含气量平均为 $1.58 \text{ m}^3/\text{t}$, TOC 平均为 1.13%, 有机质类型为 II₁—II₂ 型, R_o 平均为 2.03%, 孔隙度平均为 3.8%, 是页岩气的“甜点”层段; (2) 半深湖—深湖相优质泥页岩是页岩气富集的基础; (3) 高成熟—过成熟演化作用使得烃源岩供烃强度高, 原油裂解成气可流动性好, 形成有机质孔增加泥页岩储集空间和甲烷吸附能力, 是普陆页 1 井千佛崖组页岩气富集高产的关键条件; (4) 高角度裂缝、顺层微裂缝和页理缝密集发育, 提高了泥页岩的储集空间和渗流能力, 是普陆页 1 井千佛崖组页岩气高产的重要条件。上述结果丰富了川东北侏罗系高成熟—过成熟泥页岩的油气藏类型、储集空间特征和富集高产规律等认识, 对该区页岩油气勘探具有重要的指导意义。

关键词: 普陆页 1 井; 页岩气; 千佛崖组; 普光地区; 川东北; 高热演化

中图分类号: TE122.1 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2022.05.005

Major breakthrough of shale gas in the Jurassic Qianfoya Formation in Puguang area in the northeastern Sichuan Basin

Wang Xuejun^{1,2}, Zhou Yongshui^{1,2}, Peng Jun¹, Li Jin^{1,2}, Li Honglei^{1,2}, Wang Yaming¹, Zhou Kai¹, Chen Fan¹

(1 Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Zhongyuan Oilfield Company; 2 Postdoctoral Research Workstation of Sinopec Zhongyuan Oilfield Company)

Abstract: High gas flow of $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ has been obtained in the first shale gas exploration well Puluye 1 in Puguang area, marking a major breakthrough in shale gas exploration of the Middle Jurassic Qianfoya Formation in the northeastern Sichuan Basin. By using lab test data such as shale gas content, geochemical, petromineralogical, and reservoir characteristics, accumulation conditions and enrichment rule of shale gas in Well Puluye 1 are analyzed. The study results show that: (1) The laminated felsic clay rock of semi-deep lake facies was continuously developed in No. 3 thin layer of the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1, with the average desorption gas content of $0.58 \text{ m}^3/\text{t}$, total gas content of $1.58 \text{ m}^3/\text{t}$, average TOC of 1.13%, Type II₁—II₂ organic matter, average R_o of 2.03%, and average porosity of 3.8%, which is a sweet spot interval for shale gas exploration; (2) The high-quality shale of semi-deep lake-deep lake is the basis for shale gas enrichment; (3) The key factors for the enrichment and high production of shale gas include high intensity of hydrocarbon supply by the high-over mature shale, good fluidity of gas cracked by crude oil, and high reservoir space and methane adsorption capacity of the organic pores; (4) The intensively developed High-angle fractures, bedding micro fractures and cleavage fissures support to increase the reservoir space and

基金项目: 中国石油化工股份有限公司项目“中原探区天然气富集规律与目标评价”(P20059-4), “中原探区陆相侏罗系页岩气勘探开发关键技术”(P21111), “川东北陆相致密砂岩气藏富集高产规律与区带优选”(P22074)。

第一作者简介: 王学军(1977—), 男, 辽宁锦州人, 博士, 2009年毕业于中国石油大学(北京), 高级工程师, 现主要从事油气成藏机理和勘探研究工作。地址: 河南省濮阳市华龙区中原东路 360 号, 邮政编码: 457001。E-mail: bjsy_wxj@163.com

通信作者简介: 周勇水(1986—), 男, 江西吉安人, 博士, 2014年毕业于中国石油大学(北京), 副研究员, 现主要从事油气地球化学及成藏机理研究工作。地址: 河南省濮阳市华龙区中原东路 360 号, 邮政编码: 457001。E-mail: yszhou0226@sina.com

收稿日期: 2022-06-28; 修改日期: 2022-08-24

permeability of shale, which are important conditions for high shale gas production of Qianfoya Formation in Well Puluye 1. The above results enrich the understanding of oil and gas reservoir types, reservoir space characteristics, enrichment and high production rules of the high-over mature shale in the Jurassic Qianfoya Formation in the northeastern Sichuan Basin, which has important guiding significance for shale oil and gas exploration in the study area.

Key words: Well Puluye 1, shale gas, Qianfoya Formation, Puguang area, northeastern Sichuan Basin, high thermal evolution

0 引言

继海相龙马溪组页岩气实现商业性规模开发后,四川盆地页岩油气勘探逐步向深层—超深层海相页岩气^[1]和陆相页岩油气拓展^[2-3],其中侏罗系湖相页岩油气是陆相页岩油气勘探的重点领域,先后在川东北元坝^[4-5]、涪陵^[6-7]、仪陇—平昌^[8]等地区取得勘探突破,多口井获中高产页岩油气流,证实了川东北侏罗系湖相页岩油气的良好勘探前景^[9-10]。关于侏罗系页岩油气富集的地质条件和主控因素,前人已进行了十余年的探索。研究方法主要在海相龙马溪组页岩气“二元富集”等认识基础上^[11-13],结合陆相页岩油气地质特征开展对比性研究^[4,14-16];研究层位早期以侏罗系自流井组为主^[4,17-20],近年来逐步转向千佛崖组(又名凉高山组)并取得了一系列的勘探突破^[4-8]。已有成果认为,富有机质泥页岩和石灰岩是四川盆地侏罗系页岩油气富集的有利岩相类型,陆相页岩油气储层有机质丰度中等,有机质类型以Ⅱ型为主,达到成熟—高成熟演化阶段,脆性矿物含量约为50%,普遍发育异常高压,孔隙类型以无机孔为主且较海相页岩储层具有微孔占比低的特点。页岩油气勘探开发的地质条件整体良好,富集高产的主控因素为半深湖—深湖相发育的优质泥页岩、良好保存条件形成的异常高压、利于油气富集和后期改造的微裂缝。

为了探索普光地区侏罗系千佛崖组页岩油气的成藏地质条件和资源潜力,部署实施了该区第一口陆相页岩气探井——普陆页1井。2022年1月,通过水平钻井及分段压裂测试,试获日产气 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、日产油 1.3 m^3 ,实现普光气田新层系、新类型天然气勘探的重大突破,为已稳产15年的普光气田开辟了增储稳产规模阵地。与川东北元坝、涪陵和仪陇—平昌地区侏罗系千佛崖组页岩中油气共存、以油为主的特点^[4-8]不同,普陆页1井千佛崖组页岩中以气为主,含少量凝析油,揭示川东北侏罗系新的页岩油气藏类型。本文充分利用普陆页1井千佛崖组取心资料,密集地进行了泥页岩含气量、地球化学、岩石矿物学、

储层特征等分析测试,基于实验结果和地质分析,详细阐述了该井页岩气成藏的地质条件,丰富了川东北侏罗系页岩油气富集高产主控因素等认识,对该区页岩油气勘探具有重要的指导意义。

1 区域地质背景

普光地区地理上位于四川省达州市,地貌为复杂山地;构造上位于四川盆地川东高陡褶皱带东北部,处于大巴山推覆带前缘断褶带与川中平缓褶皱带交接部,其形成演化历经了晋宁、加里东、海西、印支、燕山和喜马拉雅6次构造运动,形成了现今的构造格局^[21]。区内早古生代南秦岭被动陆缘形成,晚古生代主要发育碳酸盐台地,中生界三叠系须家河组沉积期开始进入前陆盆地演化阶段。早—中侏罗世,四川盆地整体为陆内拗陷湖相沉积,川东北地区主要发育湖泊相、河流相沉积^[5,22],普光地区处于浅湖—半深湖相区(图1),在自流井组大安寨段至千佛崖组二段沉积期达到最大湖泛面,沉积了多套暗色泥页岩,奠定了侏罗系页岩油气藏的物质基础。

普光地区中侏罗统千佛崖组(J_2q)整体为一套湖侵湖退的完整沉积旋回^[5],可划分为千一段(J_2q_1)、千二段(J_2q_2)和千三段(J_2q_3)3个岩性段,普陆页1井在 J_2q_1 取得页岩气重大勘探突破。该井位于普光东向斜北部,向斜两翼较陡、轴部平缓,目的层 J_2q_1 相对平缓稳定,地层倾角为 $0^\circ \sim 7^\circ$,钻遇地层自上而下依次为:上侏罗统蓬莱镇组、遂宁组;中侏罗统上沙溪庙组、下沙溪庙组、千佛崖组;下侏罗统自流井组大安寨段(未见底),其中千佛崖组底界埋深为3441.0m。

2 页岩气藏地质特征

普陆页1井为 J_2q_1 页岩气专探井,导眼井针对 J_2q_1 连续取心,取心井段为3340.00~3439.04m,累计进尺为99.04m,收获率为99.8%。本文系统、密集地对岩心进行了含气量、地球化学、岩石矿物学、储层特征等分析测试,并基于实验结果对页岩气藏特征进行研究。

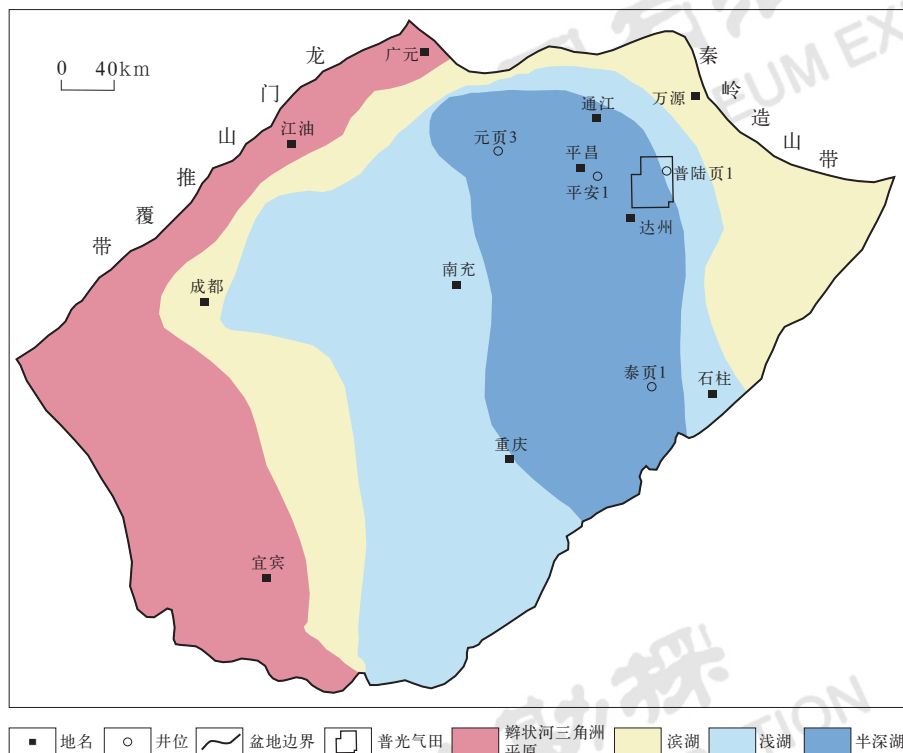


图 1 四川盆地中侏罗统千佛崖组沉积相及钻井位置图 (沉积相据文献 [5] 修改)

Fig.1 Sedimentary facies map of the Middle Jurassic Qianfoya Formation in Sichuan Basin with well locations (sedimentary facies modified after reference [5])

2.1 沉积环境与岩性特征

普光地区 J_2q_1 宏观上处于半深湖和浅湖过渡区, 普陆页 1 井岩心描述结果进一步证实 J_2q_1 沉积相变化快, 砂泥岩频繁叠置, 整体可识别出浅湖、半深湖、辫状河三角洲前缘 3 种沉积相类型, 取心段依据岩性组合可划分出 5 个小层 (图 2)。1 号小层岩性以细砂岩 / 粉砂岩与灰色粉砂质泥岩互层为特点, 该小层累计厚度为 15.9m, 为浅湖相沉积。2 号小层岩性以灰色泥质粉砂岩与深灰色粉砂质泥岩 / 泥页岩互层为特点, 泥页岩单层厚度最大为 2.0m, 该小层累计厚度为 19.2m, 为浅湖相沉积。3 号小层岩性以黑色泥页岩为主, 夹薄层深灰色泥质粉砂岩和粉砂岩, 泥页岩单层厚度最大为 6.3m, 夹层厚度多小于 0.5m, 该小层累计厚度为 23.9m, 为半深湖相沉积, 是 J_2q_1 页岩气“甜点”层段。4 号小层岩性以灰色泥质粉砂岩 / 粉砂岩与深灰色粉砂质泥岩 / 深灰色泥页岩频繁互层为特点, 泥页岩单层厚度最大为 2.0m, 泥质粉砂岩 / 粉砂岩单层厚度最大为 3.7m, 为浅湖相沉积。5 号小层岩性以灰色中砂岩和细砂岩为主, 取心揭示底部灰色中砂岩厚度为 6.2m, 测井、录井岩性显示

该小层累计厚度为 24.1m, 为辫状河三角洲前缘沉积, 紧邻的普陆 3、普陆 4 等井证实为致密砂岩气“甜点”层段。

岩心精细描述和 X-射线衍射矿物组分分析测试结果进一步显示, 3 号小层和其他小层岩相具有明显差异, 3 号小层岩相以纹层状长英质黏土岩为主, 页理缝发育, 黏土矿物含量为 46.36%~68.67%, 平均为 55.85%, 石英 + 长石含量为 20.72%~57.73%, 平均为 39.56%, 含少量碳酸盐, 常见黄铁矿; 其他小层岩相以长英质黏土岩为主, 页理缝不甚发育, 黏土矿物含量为 18.79%~76.44%, 平均为 51.89%, 石英 + 长石含量为 16.91%~63.02%, 平均为 43.59%, 含少量碳酸盐和黄铁矿 (图 3)。

2.2 地球化学特征

普光地区 J_2q_1 厚层泥页岩主要发育在 3 号小层, 泥页岩含气量和地球化学品质整体呈现 3 号小层好、其他小层差的特点 (图 2)。3 号小层解析气含量为 0.24~0.92m³/t, 平均为 0.58m³/t, 总含气量 (直线法) 为 0.53~3.38m³/t, 平均为 1.58m³/t; 其他小层解析气含量为 0.12~0.69m³/t, 平均为 0.31m³/t,

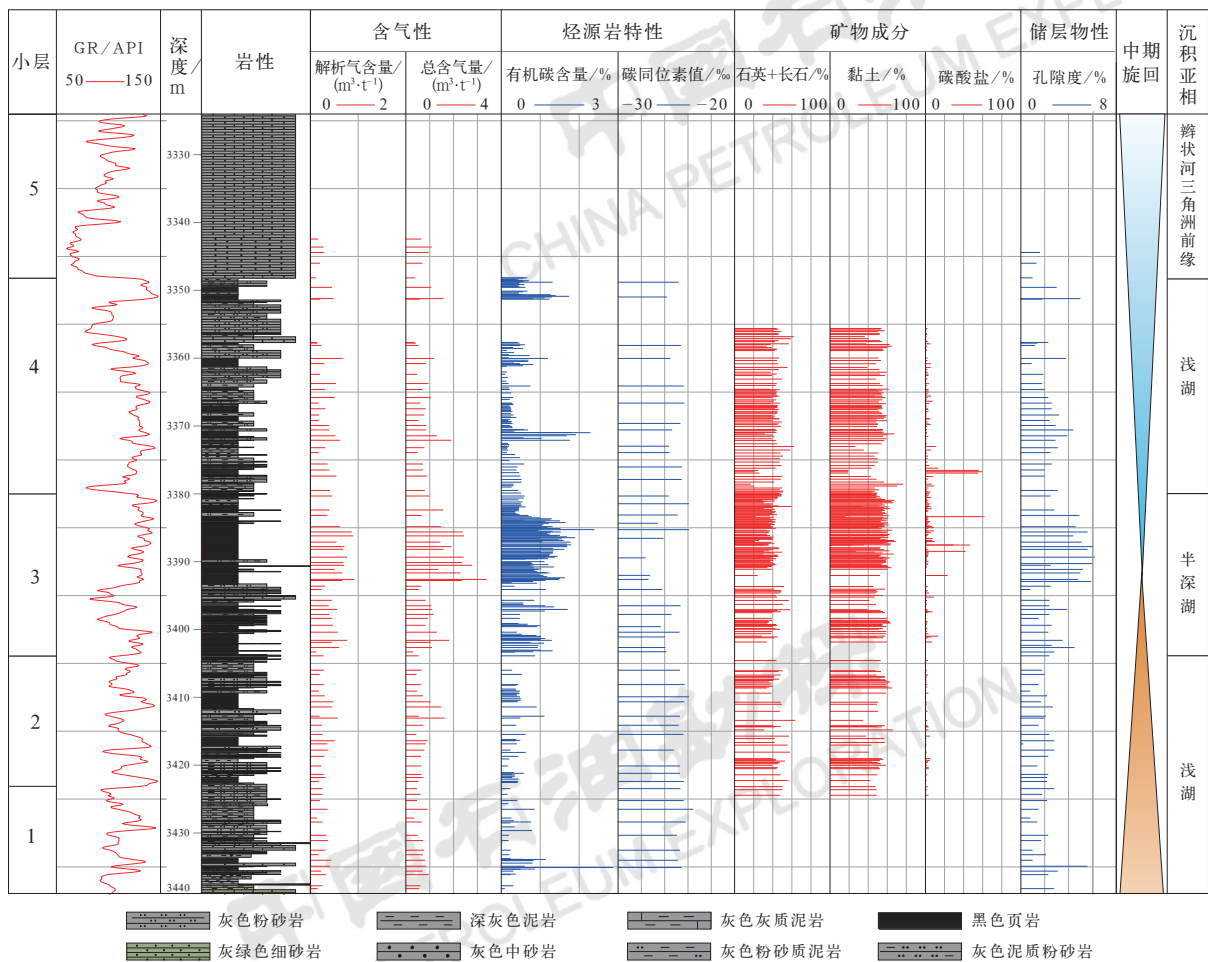


图 2 普陆页 1 井千一段页岩气综合评价剖面图

Fig.2 Comprehensive shale gas evaluation profile of the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1

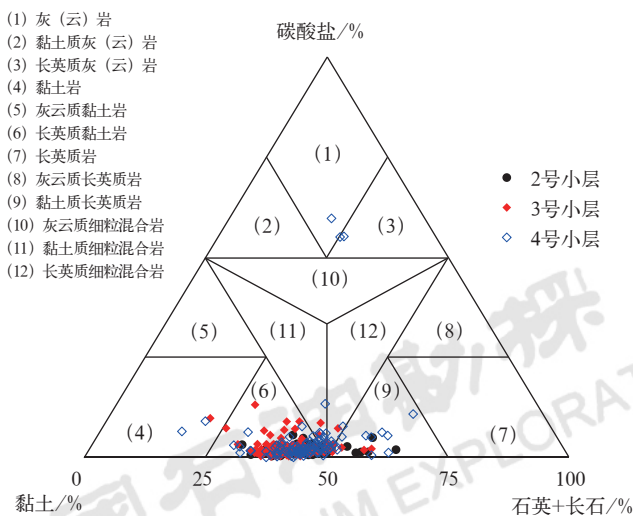


图 3 普陆页 1 井千一段岩相矿物组成三角图

Fig.3 Ternary diagram of mineral composition of samples from the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1

总含气量为 0.36~1.91m³/t，平均为 0.79m³/t。总有机碳含量 (TOC) 与泥页岩含气量有较好的正相关性。3 号小层 TOC 为 0.40%~2.39%，平均为 1.13%；其他小层 TOC 为 0.07%~2.88%，平均为 0.52%。

3 号小层泥页岩有机质类型也好于其他小层，有机显微组分以壳质组为主，含量为 56.95%~86.80%，平均为 68.81%；其次为镜质组，含量为 10.23%~37.87%，平均为 25.00%；腐泥组和惰质组含量低；主要为 II₂ 型有机质，发育少量 II₁ 型和 III 型有机质。除 4 号小层少量高 TOC 样品外，其他小层泥页岩有机显微组分镜质组含量与壳质组相当，镜质组含量为 43.85%~66.36%，平均为 54.79%；壳质组含量为 29.63%~52.49%，平均为 42.41%；腐泥组和惰质组含量低；偶见植物炭屑，整体属 III 型有机质。根据干酪根碳同位素值 ($\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$) 划分的有机质类型分析结果与显微组分鉴定结果一致。3 号小层泥页岩样品 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 为 -27.64‰~-24.29‰，平

均为 -26.00% ，主要为 II_1 — II_2 型有机质，占总样品数的 73.3% ，少数样品为 III 型有机质；除4号小层3个高TOC样品为 II_2 型有机质外，其他小层样品 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 为 -25.81% — -23.54% ，平均为 -24.71% ，整体属 III 型有机质（图2）。

普陆页1井 J_2q_1 干酪根镜质组反射率（ R_o ）分布在 1.95% — 2.09% ，平均为 2.03% ，指示泥页岩成熟度整体在高成熟—过成熟演化阶段。

2.3 储集空间特征

普陆页1井 J_2q_1 孔隙度差异较大，氦气法孔隙度测试结果分布在 0.2% — 6.2% ，平均为 2.7% ，多数样品孔隙度高于 2.0% （图2）。3号小层泥页岩孔隙度

整体略高于其他小层，测试结果分布在 0.8% — 6.2% ，平均为 3.8% ，其中 $3383.4\sim 3393.3\text{m}$ 厚层泥页岩段，孔隙度为 2.4% — 6.2% ，平均为 4.6% ，远高于其他小层。其他小层孔隙度在 0.2% — 5.6% ，平均为 2.3% 。

扫描电镜观察结果显示，普陆页1井 J_2q_1 泥页岩储集空间以顺层微裂缝、有机质收缩缝和有机质孔为主（图4）。微裂缝发育，缝宽主要为 $1\sim 5\mu\text{m}$ （图4a），常与有机质收缩缝和条带状黄铁矿相伴生，收缩缝缝宽主要为 $50\sim 200\text{nm}$ （图4b）。有机质孔主要以有机质内部微孔隙和沥青内部微孔隙为主，孔径主要为 $20\sim 200\text{nm}$ （图4c、d）。镜下可见大量黏土矿物片间孔、石英颗粒间孔和黄铁矿粒间孔，但均被沥青充填，沥青内发育大量微孔隙（图4e、f）。

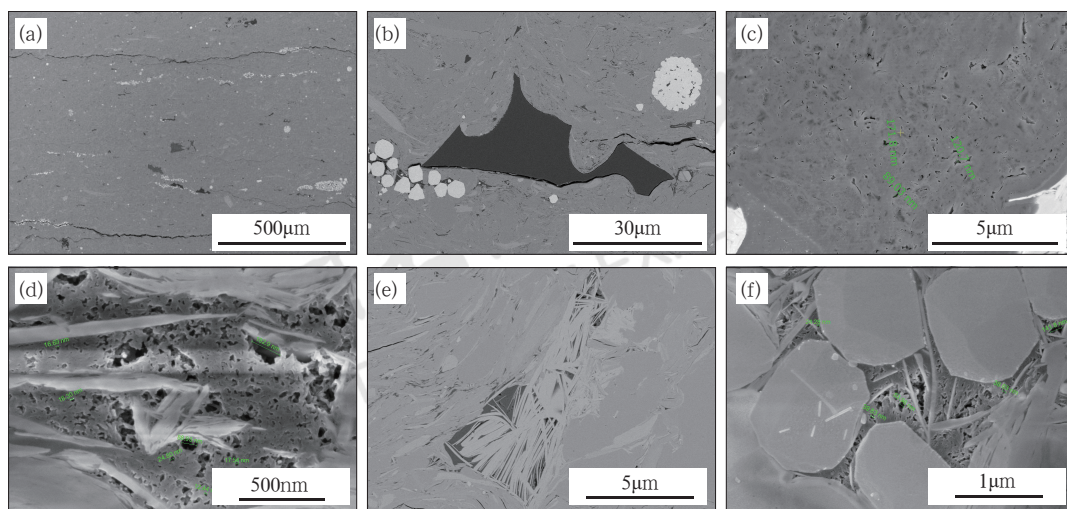


图4 普陆页1井千一段泥页岩储集空间特征

Fig.4 Reservoir space characteristics of shale reservoir in the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1

(a) 微裂缝发育；(b) 微裂缝与有机质收缩缝、条带状黄铁矿相伴生；(c) 有机质内部微孔隙发育；(d) 沥青内部微孔隙发育；(e) 绿泥石片间孔发育，充填沥青；(f) 黄铁矿粒间孔发育，充填沥青

压汞—氦气吸附联合测试结果显示，普陆页1井 J_2q_1 泥页岩孔隙孔径分布整体以介孔（孔径为 $2\sim 50\text{nm}$ ）为主，占总孔隙体积的 $52.1\%\sim 82.1\%$ ，平均为 70.3% ；其次为微孔（孔径小于 2nm ），占总孔隙体积的 $8.6\%\sim 34.3\%$ ，平均为 21.2% ；大孔（孔径大于 50nm ）不甚发育，占总孔隙体积的 $2.5\%\sim 17.1\%$ ，平均为 8.5% （图5）。3号小层的纹层状泥页岩孔隙分布与其他小层略有差异，3号小层孔隙中微孔、介孔、大孔的平均占比分别为 28.8% 、 60.5% 、 10.7% ，其他小层微孔、介孔、大孔平均占比分别为 16.5% 、 76.3% 、 7.2% ，两者相比，3号小层整体具有微孔占比较高、介孔占比较小、大孔占比略高的特点。

2.4 地层温度、压力条件与流体性质

普陆页1井 J_2q_1 水平井段垂深为 3370m ，测试地层温度为 82.6°C ，地层压力为 40.77MPa ，压力系数为 1.21 ，为高压低温气藏。井下地层流体取样的分析结果显示，地层流体组分以甲烷为主，二氧化碳含量低（ 0.26% ），不含硫化氢，甲烷含量为 89.02% ，乙烷含量为 5.85% ，丙烷含量为 1.51% ， C_{4+} 组分含量为 2.26% ，氮气含量为 1.10% ，气油比为 $12629.9\text{m}^3/\text{m}^3$ 。单脱油 20°C 密度为 $0.757\text{g}/\text{cm}^3$ ，全烃色谱分析结果显示 C_{21-} 组分含量为 96.5% ，其中轻组分含量高。以实测多个泡点压力、露点压力为约束，根据PR（Peng—Robinson）状态方程模拟计算

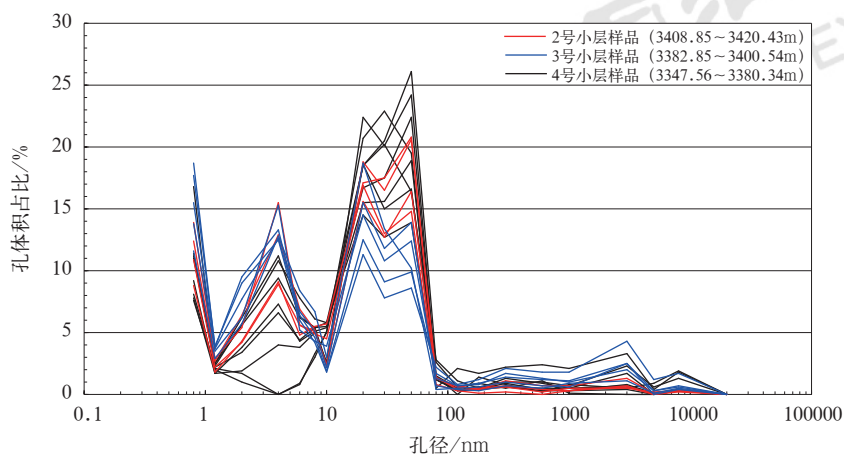


图 5 普陆页 1 井千一段泥页岩孔隙孔径分布图

Fig.5 Pore size distribution diagram of shale reservoir in the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1

了压力—温度相图（图 6），地层温度为 82.6℃ 条件下，露点压力 p_d 为 34.4MPa，反映地层中流体为油溶气相，至地表温压条件降低，凝析油析出形成油气两相。综合上述分析判断，普陆页 1 井 J_2q_1 页岩气藏为低含凝析油凝析气藏—湿气藏，与邻近的元坝、涪陵和仪陇—平昌地区 J_2q_1 页岩中油气并重、以油为主的特点^[4-8]不同。

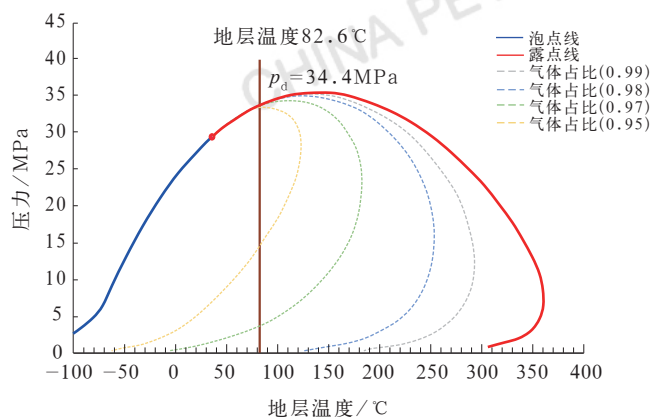


图 6 普陆页 1 井千一段地层流体压力—温度相图

Fig.6 p - T phase diagram of formation fluid in the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1

3 页岩气富集主控因素

普陆页 1 井 J_2q_1 水平段长 1431m，钻遇泥页岩 1385m，分 23 段 111 簇压裂，施工排量为 8~16m³/min，加砂强度为 3.63t/m，入井总液量为 51886.09m³，总砂量为 3252.43m³。自 2022 年 2 月 10 日开始试采，试采 90 日平均日产气 5.6×10^4 m³、

日产油 4.5m³，展现出高产稳产的特征。分析该井富集高产的主控因素，既与前人认识相符又具该地区自身的特点，主要体现在以下 3 个方面。

3.1 半深湖—深湖相泥页岩是页岩气富集的基础

普陆页 1 井 J_2q_1 泥页岩 TOC 和孔隙度、总含气量、有机质类型（干酪根碳同位素值）均具有较好的正相关性（图 7），TOC 高于 1.0% 的样品主要为 3 号小层样品，其孔隙度总体高于 3.0%，总含气量高于其他小层，干酪根 $\delta^{13}C_{PDB}$ 小于 -25.5‰，指示其有机质类型好。同时， J_2q_1 孔隙度与总含气量也有很好的正相关性，孔隙度高于 4.0% 的样品，总含气量总体高于 1.5m³/t。由此说明，普陆页 1 井不同相带泥页岩的有机质丰度、有机质类型、孔隙度和总含气量存在明显的差异，半深湖相带（3 号小层）泥页岩的各项页岩气地质评价参数均优于浅湖相泥页岩（2 号小层和 4 号小层）。这一现象的形成原因在于湖相沉积不同相带的水动力条件不同，机械和化学分异作用也不同，半深湖—深湖相的安静、较深的水体环境才能沉积品质好的泥页岩，构建页岩气富集的物质基础。

四川盆地已取得千佛崖组勘探突破的涪陵、仪陇—平昌、元坝等地区的认识也显示，页岩油气富集的“甜点”层段均发育于半深湖—深湖相，相对于同地区浅湖相泥页岩，整体具有泥页岩连续厚度大、砂质含量低且夹层厚度小、有机质丰度整体高（TOC 高于 1.0%）、有机质类型好（Ⅱ型为主）、孔隙度高（总体高于 3.0%）、总含气量高（高于 1.5m³/t）的特点（表 1）。

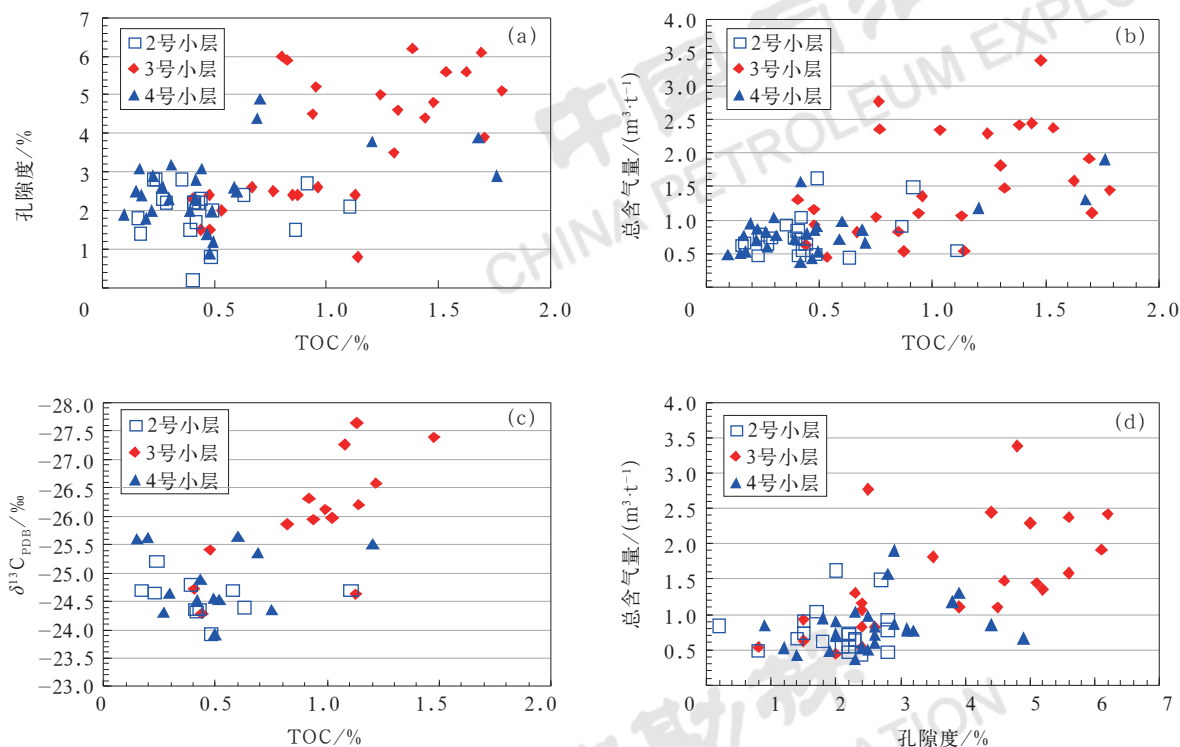


图 7 普陆页 1 井千一段页岩气评价参数相关性分析图

Fig.7 Correlation analysis chart of shale gas evaluation parameters of the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1

表 1 四川盆地千佛崖组不同地区页岩油气评价参数统计表

Table 1 Statistics of shale oil and gas evaluation parameters of Qianfoya Formation in different areas in Sichuan Basin

项目	普陆页 1	泰页 1 ^[6]	平安 1 ^[8]	元页 3 ^[5]
层位	千佛崖	凉高山	凉高山	千佛崖
优质段沉积相	半深湖	半深湖	半深湖—深湖	半深湖
优质段岩性	泥页岩	泥页岩	泥页岩	泥页岩
优质段厚度 /m	23.9	25.2	17.7	14.1
埋深 /m	3380~3403.9	2500~2600	3000	3500
优质段平均 TOC/%	1.13	1.6	1.4	1.7
有机质类型	II ₁ —II ₂	II	II ₁ —II ₂	II
R_o /%	2.03	1.14	1.55	1.25
平均孔隙度 /%	3.8	3.52	2.84	5.43
储集空间类型	有机质孔、微裂缝	无机孔、有机质孔	无机孔、微裂缝	无机孔、有机质孔
压力系数	1.21	1.20	1.30~1.88	1.80
水平段长 /m	1431	1502	817	1533
平均总含气量 / (m ³ ·t ⁻¹)	1.58	1.81	—	1.51
试气日产量 /m ³	气 10.4×10 ⁴ , 油 1.3	气 7.5×10 ⁴ , 油 9.8	气 7.5×10 ⁴ , 油 9.8	气 1.2×10 ⁴ , 油 15.6
气油比 / (m ³ ·m ⁻³)	12629.9	7111	590~1097	756

3.2 热演化程度高是页岩气富集的关键

以往的研究成果认为四川盆地千佛崖组烃源岩整体处于成熟阶段^[23-24]；近年的勘探成果揭示千佛崖组烃源岩在涪陵、仪陇—平昌、元坝等地区的向斜区达高成熟演化阶段，油气相态较为复杂^[4-8]；普陆页1井证实普光地区向斜区千佛崖组烃源岩达高成熟—过成熟演化阶段，发育低含凝析油凝析气藏—湿气藏，进一步丰富了四川盆地千佛崖组页岩油气藏类型和相关的地质认识。

热演化程度既控制了页岩油气的生成，也控制着油气的性质，高成熟—过成熟演化阶段的烃源岩产率高，产物以页岩气为主，可流动性好^[3]。普陆页1井J₂q₁泥页岩R_o平均为2.03%，烃源岩产气率已接近高峰^[25]；泥页岩中各类无机孔多被沥青充填，沥青已裂解成气留下大量微孔隙（图4e、f），说明早期生成的原油已充分裂解成气；J₂q₁泥页岩中气油比达12629.9m³/m³，远高于涪陵、仪陇—平昌、元坝等地区，地层中流体为油溶气相，页岩气产量也较高（表1）。由此可以认为，高成熟—过成熟演化作用在供烃和油气相态方面为普光地区J₂q₁页岩气的富集和高产提供了关键性地质条件。

涪陵、仪陇—平昌、元坝等地区J₂q₁处于成熟—高成熟阶段，泥页岩孔隙以无机孔为主，孔径分布以介孔和大孔为主，微孔占比低^[4-8]，与普光地区J₂q₁泥页岩孔隙类型和孔径分布均有明显的差异。有机质孔是普光地区J₂q₁泥页岩孔隙的主要贡献者^[26]，以有机质内部微孔隙、沥青内部微孔隙为主；孔径分布也以介孔为主，但微孔占比明显较高，平均达

28.8%。究其原因是泥页岩进入生气阶段后液态烃开始裂解，各类有机质孔开始发育，孔隙度也会随成熟度升高而逐渐增大^[27-28]，这也使得普光地区J₂q₁泥页岩孔隙度较高（表1）。而微孔对甲烷的吸附能力显著强于介孔和大孔^[29]。因此，高成熟—过成熟演化作用从增加泥页岩储集空间和甲烷吸附能力两个方面均利于普陆页1井J₂q₁页岩气的富集。

3.3 裂缝发育是页岩气高产的重要条件

泥页岩中裂缝的发育利于形成多尺度孔—缝体系，对页岩油气的富集高产有重要的作用^[7-8,30-31]。普陆页1井J₂q₁泥页岩发育多种类型的裂缝，以高角度裂缝、顺层微裂缝和页理缝为主。岩心剖切面可见大量高角度裂缝交错形成的网状，多数裂缝已被方解石充填，局部呈开启状（图8a）。页理缝（图8b）和顺层微裂缝（图8c）均密集发育，岩心剖切面可识别缝宽较大的页理缝，扫描电镜矿物定量扫描（QEMSCAN）结果进一步显示黏土矿物成分主要为伊利石，页理缝中矿物主要为石英和少量钠长石，页理缝发育密度约2500条/m。普陆页1井3383.4~3393.3m泥页岩中各类裂缝最为发育，孔隙度平均为4.6%，远高于其他层段的平均值2.3%，含气量也明显较高（图2），证实裂缝体系显著提升了泥页岩的储集空间。岩心出筒后浸水实验的观察结果显示，页岩气主要沿顺层微裂缝和页理缝溢出（图9），进一步证实裂缝体系是页岩气的主要渗流通道。由此说明，各类裂缝的发育在增加储层储集空间和提高渗流能力方面对普陆页1井J₂q₁页岩气的富集高产有重要的意义。

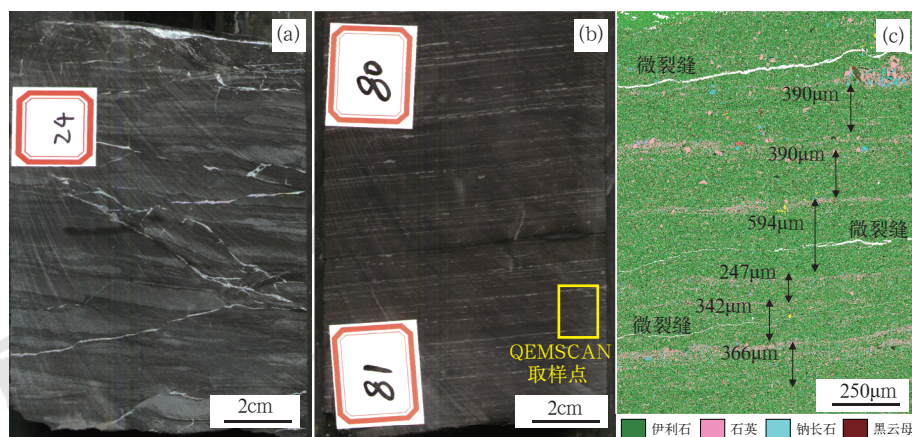


图8 普陆页1井千一段泥页岩微裂缝发育特征

Fig.8 Micro fracture characteristics of shale in the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1

(a) 高角度裂缝发育，充填方解石；(b) 页理缝、顺层微裂缝、高角度微裂缝发育；(c) 对应 (b) 中取样点的 QEMSCAN 照片，泥页岩中石英质纹层密集发育



图9 普陆页1井千一段泥页岩中页岩气沿裂缝溢出照片
Fig.9 Photo of shale gas emission from micro fractures of shale in the first member of Qianfoya Formation in Well Puluye 1

4 结论

(1) 普陆页1井在侏罗系千一段3号小层试获日产气 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、日产油 1.3 m^3 ，气油比 $12629.9 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ，地层流体为油溶气相，属低含凝析油凝析气藏—湿气藏，已展现出高产稳产的特征，获得川东北侏罗系千佛崖组页岩气勘探的重大突破。

(2) 普陆页1井钻探证实，相对于涪陵、仪陇—平昌、元坝等地区，普光地区千佛崖组千一段泥页岩具有 TOC 略低、有机质孔发育且孔隙度较高、热演化程度高等特点。高成熟—过成熟作用使得烃源岩供烃强度大，产物以气为主，可流动性好，形成有机质孔增加储集空间和甲烷吸附能力，是川东北侏罗系千佛崖组页岩气富集高产的关键因素。

参考文献

- [1] 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]. Natural Gas Industry, 2020,40(5):1-14.
- [2] 龙胜祥, 卢婷, 李倩文, 等. 论中国页岩气“十四五”发展思路与目标[J]. 天然气工业, 2021,41(10):1-10.
Long Shengxiang, Lu Ting, Li Qianwen, *et al.* Discussion on China's shale gas development ideas and goals during the 14th Five-Year Plan[J]. Natural Gas Industry, 2021,41(10):1-10.
- [3] 邹才能, 杨智, 王红岩, 等. “进源找油”: 论四川盆地非常规陆相大型页岩油气田[J]. 地质学报, 2019,93(7):1551-1562.
Zou Caineng, Yang Zhi, Wang Hongyan, *et al.* “Exploring petroleum inside source kitchen”: Jurassic unconventional continental giant shale oil & gas field in Sichuan Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2019,93(7):1551-1562.
- [4] 周德华, 孙川翔, 刘忠宝, 等. 川东北地区大安寨段陆相页岩气藏地质特征[J]. 中国石油勘探, 2020,25(5):32-42.
Zhou Dehua, Sun Chuanxiang, Liu Zhongbao, *et al.* Geological

- characteristics of continental shale gas reservoir in the Jurassic Da'anzhai member in the northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration of China, 2020,25(5):32-42.
- [5] 郭旭升, 赵永强, 张文涛, 等. 四川盆地元坝地区千佛崖组页岩油气富集特征与主控因素[J]. 石油实验地质, 2021,43(5):749-757.
Guo Xusheng, Zhao Yongqiang, Zhang Wentao, *et al.* Accumulation conditions and controlling factors for the enrichment of shale oil and gas in the Jurassic Qianfoya Formation, Yuanba area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021,43(5):749-757.
- [6] 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]. Petroleum Exploration of China, 2021,26(2):21-32.
- [7] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 湖相页岩油气富集主控因素与勘探潜力: 以四川盆地涪陵地区侏罗系为例[J]. 天然气工业, 2021,41(8):113-120.
Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Liu Ruobing, *et al.* Enrichment control factors and exploration potential of lacustrine shale oil and gas: a case study of Jurassic in the Fuling area of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021,41(8):113-120.
- [8] 何文渊, 何海清, 王玉华, 等. 川东北地区平安1井侏罗系凉高山组页岩油重大突破及意义[J]. 中国石油勘探, 2022,27(1):40-49.
He Wenyuan, He Haiqing, Wang Yuhua, *et al.* Major breakthrough and significance of shale oil of the Jurassic Lianggaoshan Formation in Well Ping'an 1 in northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration of China, 2022,27(1):40-49.
- [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 13th Five-Year Plan period and prospect forecast for the 14th Five-Year Plan[J]. China Petroleum Exploration, 2021,26(1):31-42.
- [10] 李阳, 薛兆杰, 程喆, 等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. 中国石油勘探, 2020,25(1):45-57.
Li Yang, Xue Zhaojie, Cheng Zhe, *et al.* Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China[J]. China Petroleum Exploration, 2020,25(1):45-57.
- [11] 郭旭升. 南海相页岩气“二元富集”规律: 四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014,88(7):1209-1218.
Guo Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China: understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. Acta Geologica Sinica, 2014,88(7):1209-1218.
- [12] 郭彤彬, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014,41(1):28-36.
Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,41(1):28-36.
- [13] 姜振学, 宋岩, 唐相路, 等. 中国南海相页岩气差异富集的控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020,47(3):1-12.
Jiang Zhenxue, Song Yan, Tang Xianglu, *et al.* Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020,47(3):

- 1-12.
- [14] 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.
- [15] 肖继林, 魏祥峰, 李海军. 涪陵海相页岩气和元坝—兴隆场湖相页岩气富集条件差异性分析[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41(4): 8-17.
- Xiao Jilin, Wei Xiangfeng, Li Haijun. Difference of accumulation conditions between Fuling marine shale gas and Yuanba-Xinglongchang lacustrine shale gas[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(4): 8-17.
- [16] 朱彤, 包书景, 王烽. 四川盆地陆相页岩气形成条件及勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 16-21.
- Zhu Tong, Bao Shujing, Wang Feng. Pooling conditions of non-marine shale gas in the Sichuan Basin and its exploration and development prospect[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 16-21.
- [17] 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 450-454.
- Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, *et al.* Geological features of the Lower Jurassic shale gas play in Fuling area, the southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 450-454.
- [18] 柳妮, 林良彪, 陈洪德, 等. 四川盆地川西北地区侏罗系自流井组大安寨段页岩气聚集条件[J]. 中国地质, 2014, 41(5): 1664-1672.
- Liu Ni, Lin Liangbiao, Chen Hongde, *et al.* Shale gas accumulation conditions in Daanzhai member of lower Jurassic Ziliujing Formation in the northwest Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2014, 41(5): 1664-1672.
- [19] 李彦钧, 冯媛媛, 刘欢, 等. 四川盆地湖相页岩气地质特征与资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 423-428.
- Liu Yanjun, Feng Yuanyuan, Liu Huan, *et al.* Geological characteristics and resource potential of lacustrine shale gas in the Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 423-428.
- [20] 杨跃明, 黄东, 杨光, 等. 四川盆地侏罗系大安寨段湖相页岩油气形成地质条件及勘探方向[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 42(2): 1-12.
- Yang Yueming, Huang Dong, Yang Guang, *et al.* Geological conditions to form lacustrine facies shale oil and gas of Jurassic Daanzhai member in Sichuan Basin and exploration directions[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 42(2): 1-12.
- [21] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 9-21.
- Ma Yongsheng. Generation mechanism of Puguang gas field in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 9-21.
- [22] 李英强, 何登发. 四川盆地及临区早侏罗世构造—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.
- [23] 李登华, 李建忠, 张斌, 等. 四川盆地侏罗系致密油形成条件、资源潜力与甜点区预测[J]. 石油学报, 2017, 38(7): 740-752.
- Li Denghua, Li Jianzhong, Zhang Bin, *et al.* Formation condition, resource potential and sweet-spot area prediction of Jurassic tight oil in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(7): 740-752.
- [24] 马旭杰, 周文, 陈洪德, 等. 川西—川北地区千佛崖组页岩气勘探潜力与方向[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(5): 562-568.
- Ma Xujie, Zhou Wen, Chen Hongde, *et al.* Shale gas exploration potential and direction of Qianfoya Formation in west Sichuan and north Sichuan, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40(5): 562-568.
- [25] 李承骏. 四川盆地中部地区侏罗系大安寨段湖相页岩油气资源潜力研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019: 72-83.
- Li Chengjun. Study on shale oil and gas resources potential of Jurassic Da'anzhai section in the central part of the Sichuan Basin[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019: 72-83.
- [26] 李进, 张洪安, 王学军, 等. 高演化湖相页岩储层特征及其主控因素: 以普光地区中侏罗统千佛崖组一段为例[J]. 断块油气田, 2021, 28(1): 1-8.
- Li Jin, Zhang Hong'an, Wang Xuejun, *et al.* Reservoir characteristics of high-evolution lacustrine shale and its main controlling factors: a case study of the 1st member of Qianfoya Formation of Middle Jurassic in Puguang area[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(1): 1-8.
- [27] Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H, *et al.* Development of organic porosity in the Woodford shale with increasing thermal maturity[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 26-31.
- [28] Hill R J, Zhang Etuan, Katz B J, *et al.* Modeling of gas generation from the Barnett shale, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 501-521.
- [29] 张宇. 页岩孔径结构对甲烷吸附能力的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(4): 169-174.
- Zhang Yu. Influences of the shale pore structure on the methane absorption capacity[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(4): 169-174.
- [30] 何文渊, 蒙启安, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩油原位成藏理论认识及勘探开发实践[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 1-14.
- He Wenyuan, Meng Qi'an, Feng Zihui, *et al.* In-situ accumulation theory and exploration & development practice of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 1-14.
- [31] 刘惠民. 济阳坳陷页岩油勘探实践与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 73-87.
- Liu Huimin. Exploration practice and prospect of shale oil in Jiyang Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 73-87.