

引用本文:刘超,包汉勇,万云强,等.四川盆地涪陵气田白马区块效益开发实践与对策[J].石油实验地质,2023,45(6):1050-1056.DOI:10.11781/sysydz2023061050.

LIU Chao, BAO Hanyong, WAN Yunqiang, et al. Beneficial development practice and countermeasures of Baima block in Fuling shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1050-1056. DOI: 10.11781/sysydz2023061050.

四川盆地涪陵气田白马区块效益开发实践与对策

刘超,包汉勇,万云强,甘玉青

中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院,武汉 430223

摘要:近年来,涪陵页岩气田在积极推进焦石坝等高压页岩气藏开发调整的同时,为了确保气田持续稳产能力,开发对象也向白马等复杂构造区块稳步拓展。基于白马区块构造变形强、地质条件复杂、单井产能低、开发难度大等问题,通过断裂带方解石 U-Pb 定年、三维应力场建模、地质工程一体化评价等技术方法,深入研究白马区块的构造变形期次、应力场分布特征、开发有利目标、开发技术对策等,取得了积极进展:提出了逆冲推覆作用是涪陵地区海相常压页岩气藏构造变形差异的主控因素;创建了“两类 6 项”的开发选区评价参数体系,明确了白马向斜核部以南为效益建产最有利目标;形成了以天然裂缝发育特征为核心的差异化开发技术政策;形成了基于气井埋深、应力性质、裂缝等不同地质特征的工程工艺对策。在上述认识基础上,按照“整体部署、评建一体、平台接替”思路,2021—2022 年部署实施开发井位 30 口,平均机械钻速提高 38%,压裂施工速度提升 2~3 倍,单段压裂费用降至 85 万元,日产气量稳定在 80 万方,2022 年年产气量达 2.24 亿方,基本实现了效益开发。

关键词:常压;页岩气;效益开发;涪陵气田;四川盆地

中图分类号:TE32

文献标识码:A

DOI:10.11781/sysydz2023061050

Beneficial development practice and countermeasures of Baima block in Fuling shale gas field, Sichuan Basin

LIU Chao, BAO Hanyong, WAN Yunqiang, GAN Yuqing

Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Jianghan Oilfield Company, Wuhan, Hubei 430223, China

Abstract: In recent years, while actively promoting the development and adjustment of high-pressure shale gas reservoirs such as Jiaoshiha shale gas reservoir, Fuling shale gas field has steadily expanded its development targets to Baima block and other complex structural blocks in order to ensure continuous and stable production capacity. Based on the strong structural deformation, complex geological conditions, low single-well productivity, and great development difficulty of Baima block, this paper deeply studies the tectonic deformation stages, stress field distribution characteristics, favorable targets, and development technical countermeasures of Baima block by means of fracture zone calcite U-Pb dating, three-dimensional stress field modeling, geoenvironment integration evaluation and other technical methods, and has made positive progress: it is suggested that the thrust nappe force is the main controlling factor of the deformation difference of marine normal pressure shale gas reservoirs in Fuling area; the evaluation parameter system of “two categories, six items” for development area selection is established, and the south of Baima syncline core is identified as the most favorable target for beneficial development; a differentiated development technology policy based on the development characteristics of natural fractures has been formed; the engineering process countermeasures based on different geological characteristics such as gas well buried depth, stress property and crack are formed. On the basis of the above understanding, and in accordance with the idea of “overall deployment, evaluation-construction integration, and platform replacement”, 30 development well locations were deployed and implemented in 2021-2022, the average ROP was increased by 38%, the fracturing rate was increased by 2-3 times, the single stage fracturing cost was reduced to 850 000 yuan, the daily gas output was stable at 800 000 square meters, and the annual gas output reached 224 million square meters in 2022, basically realizing beneficial development.

收稿日期 (Received): 2023-08-31; 修订日期 (Revised): 2023-10-12; 出版日期 (Published): 2023-11-28.

作者简介:刘超(1982—),男,硕士,副研究员,从事气藏地质综合评价研究。E-mail: hxluch.jhyt@sinopec.com。

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技项目“白马区块常压页岩气富集高产机理与目标评价”(P21087-1)资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

Key words: normal pressure; shale gas; beneficial development; Fuling shale gas field; Sichuan Basin

伴随中国经济的飞速发展,油气资源需求日益剧增。经过多年持续攻关,中国页岩气勘探开发取得重大突破^[1-8],先后在四川盆地发现了涪陵、威远、威荣等大型页岩气田^[9-15]。地层压力系数大于1.3的高压页岩气成功实现商业开发^[16-17]。常压页岩气是中国页岩气勘探开发的主要类型之一,据自然资源部预测,中国南方常压页岩气技术可采资源量为 $9.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$,发展前景广阔^[3]。

涪陵页岩气田作为国内首个实现商业开发的页岩气田,在全力推进焦石坝等高压页岩气区块产能建设的同时,从常压页岩气地质特点出发,通过加强科研生产一体化联合、地质工程一体化耦合、建模数模一体化融合、技术经济一体化结合,持续深化效益开发目标评价,按照“整体部署、评建一体、井组推进、平台接替”思路,实现了涪陵常压页岩气效益建产。本文结合白马区块常压页岩气开发实践,系统总结了常压页岩气开发领域取得的关键技术及效益开发对策,以期加快推动中国常压页岩气产业发展。

1 地质特点与开发难点

白马区块构造上隶属于四川盆地川东高陡褶皱带万县复向斜,毗邻涪陵页岩气田焦石坝区块。实测地层压力系数0.98~1.39,整体属典型常压页岩气藏。

1.1 地质特征

涪陵气田位于四川盆地东南缘川东褶皱带,先后历经加里东期、海西期、印支期、燕山—喜马拉雅期等多期构造运动叠加改造^[18-19],其中以燕山—喜马拉雅期作用影响最为强烈,保存条件复杂^[20-22]。根据逆冲推覆构造由根带到锋带再到外缘带递进变形的特点,构造变形由东至西可划分为强烈冲断、冲断、断展、断滑、滑脱共5种类型。白马区块处于冲断褶皱变形区,主要发育北东向断裂。从构造形态上看,由西向东呈现出“隆凹相间”构造格局,其中石门背斜带狭长且高陡,冲断作用强烈;白马向斜带则“南宽北窄”,局部发育北北西向断层(图1)。

研究表明,受构造运动和海侵影响,四川盆地东缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组形成了大面积低能、欠补偿、缺氧的沉积环境,沉积了一套深水陆棚相富有机质页岩^[23]。根据白马区块岩心资料显示,五峰组—龙马溪组一段黑色页岩发育,整体为深水陆棚沉积,纵向上可划分为硅质、含黏

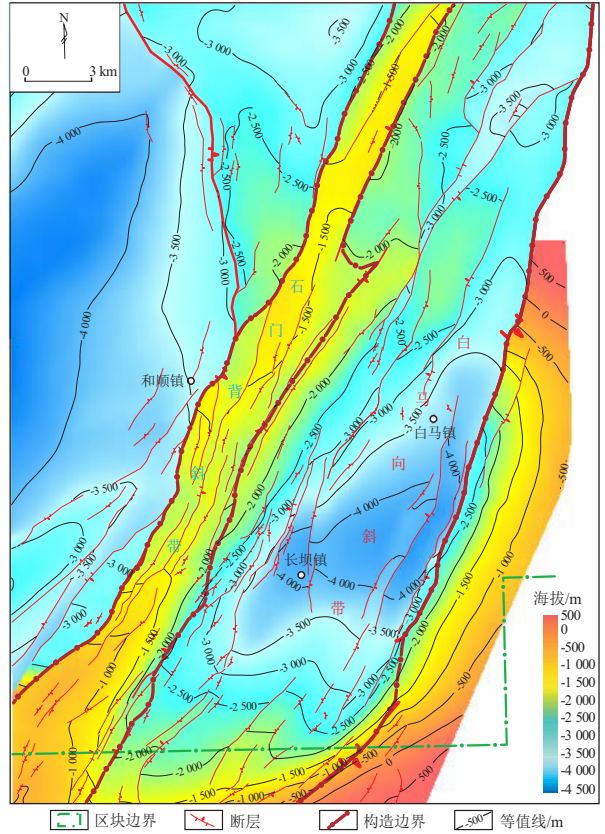


图1 四川盆地白马区块上奥陶统五峰组底界构造

Fig.1 Structural map of the bottom boundary of Upper Ordovician Wufeng Formation in Baima block, Sichuan Basin

土硅质、硅质黏土和黏土质4种深水陆棚沉积微相(图2),与焦石坝区块基本一致,生烃条件良好。

测井资料对比显示(表1),白马区块有机质丰度1.6%~3.6%,硅质含量36%~59%。纵向上受沉积微相差异影响,由上至下有机质丰度和硅质含量逐渐增大;平面上相同沉积环境下有机质丰度和硅质含量分布稳定,且与焦石坝基本相当。受构造变形强度差异影响,孔隙度、吸附气与游离气比值(吸游比)等方面与焦石坝高压页岩储层差异明显,总体来说白马向斜带焦页B井硅质页岩储层孔隙度3.53%,吸游比0.94,与焦石坝更为接近,石门背斜带焦页A井硅质页岩储层孔隙度3.39%,吸游比1.21%,含气性相较向斜变差。纵向上,焦页A井上部黏土质页岩吸游比较下部硅质页岩低,而焦页B井则刚好相反,表明石门背斜带下部硅质页岩中游离气应存在逸散现象,导致页岩吸游比偏高。

综上所述,与焦石坝区块相比,白马区块常压页岩在构造、储集、赋存状态、地层压力等方面具有明显差异:①构造变形强烈,断裂发育程度高;②孔隙度偏低;③页岩吸附气占比高;④地层压力系数低。

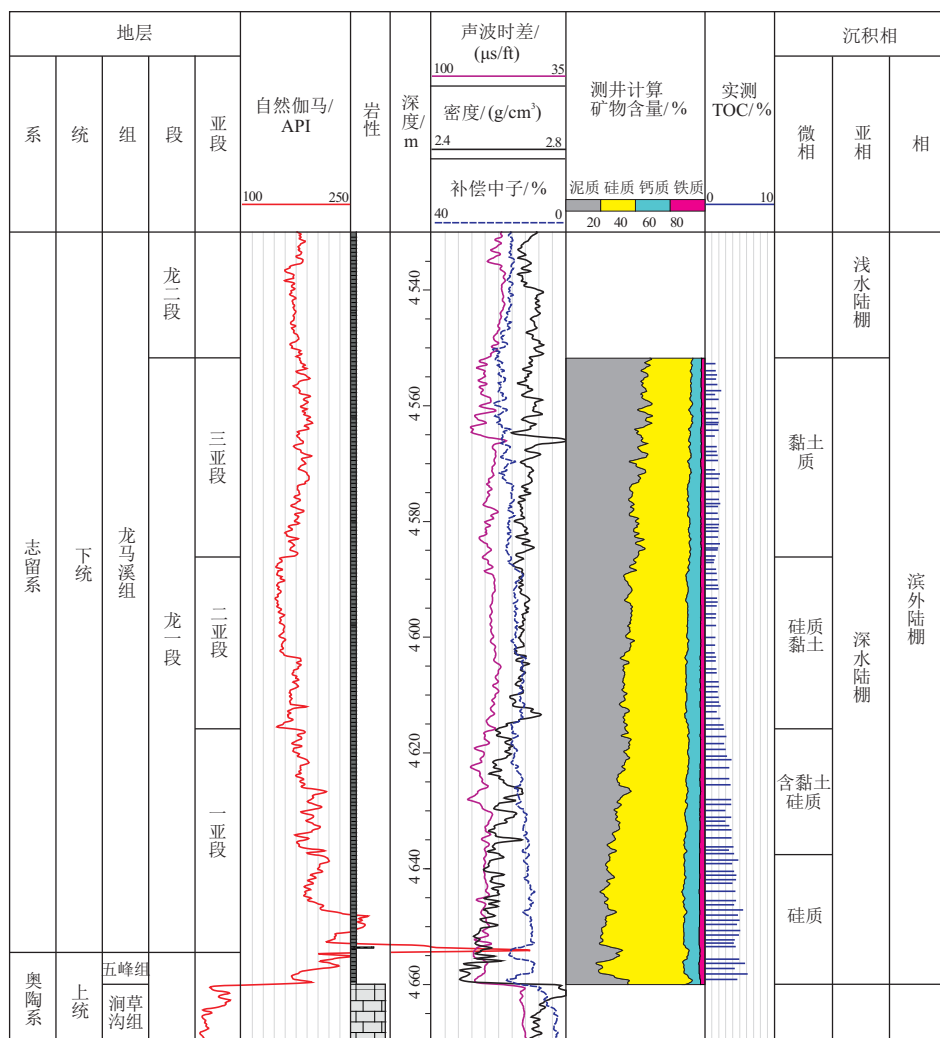


图 2 四川盆地白马区块上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组一段沉积相
 Fig.2 Sedimentary facies of the Upper Ordovician Wufeng Formation—first member of the Lower Silurian Longmaxi Formation in Baima block, Sichuan Basin

表 1 四川盆地白马区块与焦石坝区块不同沉积微相页岩测井解释统计
 Table 1 Statistics for logging interpretation of shales of different sedimentary microfacies in Baima and Jiaoshiba blocks, Sichuan Basin

沉积微相	井号	有机碳含量/%	硅质含量/%	孔隙度/%	吸油比
硅质 深水陆棚微相	焦石坝	3.7	53	4.56	0.90
	焦页 A	3.6	48	3.39	1.21
	焦页 B	3.6	59	3.53	0.94
含黏土硅质 深水陆棚微相	焦石坝	2.6	46	4.99	0.73
	焦页 A	2.5	44	3.48	0.95
	焦页 B	2.7	50	3.55	0.87
硅质黏土 深水陆棚微相	焦石坝	2.0	43	3.78	0.69
	焦页 A	1.8	43	3.29	0.78
	焦页 B	1.9	47	2.26	1.05
黏土质 深水陆棚微相	焦石坝	1.6	36	4.97	0.58
	焦页 A	1.6	36	4.21	0.65
	焦页 B	1.6	43	2.96	0.84

1.2 开发难点

受构造变形差异影响,相较于涪陵气田焦石坝、江东、平桥等区块,白马区块具有“形态多变、

断裂发育、地层产状陡、埋深跨度大、应力变化快”等特点(表 2)。构造特征复杂,严重制约了开发地质精细评价、开发技术政策制定、工程工艺针对性优

表2 四川盆地白马区块与涪陵气田不同产建区构造特征对比
Table 2 Comparison of structural characteristics between different production and construction areas in Baima block and Fuling shale gas field, Sichuan Basin

区块	构造形态	断裂发育程度/ (条/km ²)	地层产状/ (°)	埋深/m	最大主应力方向
焦石坝	箱状背斜	<0.05	<10	2 500~3 500	近东西向
江东	高陡斜坡	<0.1	5~20	3 000~4 000	近东西向
平桥	窄陡背斜	<0.1	5~30	2 500~4 000	北西—南东向
白马	窄陡背斜、高陡斜坡 窄陡向斜、宽缓向斜	>0.3	5~50	2 000~4 800	北东—南西向 北西—南东向

化等,导致前期单井测试产量偏低(4~6 万方/天),无法满足效益开发需求。

2 效益开发实践与对策

针对白马区块上述复杂地质特点带来的“构造变形主控因素不清、高精度表征手段缺乏、有利目标不明确、技术政策不落实”等问题,以效益开发为目标,围绕构造变形期次、应力精细表征方法、开发有利目标评价、技术政策参数优选、低成本工程工艺技术等方面,开展深入研究与攻关实践,取得了积极进展,有效支撑了白马复杂页岩气藏的效益开发。

2.1 科研生产一体化推进关键技术攻关

以前期构造特征研究认识为基础^[24-26],针对白马区块构造变形期次及形成机制,通过对齐岳山、乌江断裂带方解石 U-Pb 定年,明确了涪陵地区存在燕山晚期南东—北西向、喜马拉雅早期北西—南东向和喜马拉雅晚期近东西向三期构造作用(表3),利用构造物理模拟实验明确了挤压逆冲推覆

作用是白马区块变形差异的关键因素。基于上述研究成果,开展白马区块主控断层精细解剖,结合西侧控边断层——石门断层由北至南断距逐渐增大(由 200 m 增至 1 500 m)、东侧齐岳山断层断距逐渐减小(由 3 000 m 降至 200 m)的现象,明确了挤压逆冲推覆作用力逐渐由山前(齐岳山断裂)过渡至盆内(石门断裂),形成了石门背斜带持续窄陡、断裂增多、变形增强,白马向斜带逐渐宽缓、变形减弱的构造特点。

在构造变形期次及形成机制研究的基础上,针对解决白马区块地应力变化大的问题,围绕应力大小、性质、方向三大表征目标,以薄板理论和有限元算法为核心,建立了应力场综合表征技术,实现了地应力“点、线、面”多维度定性—定量预测。与实测资料相比,方向绝对误差小于 10°,应力大小绝对误差小于 5 MPa(图3)。

2.2 地质工程一体化建立选区评价体系

在构造变形研究认识指导下,明确了白马区块

表3 四川盆地涪陵地区断裂带方解石 U-Pb 定年数据
Table 3 U-Pb dating of calcites from fracture zone in Fuling area, Sichuan Basin

断裂方向	典型断层	同位素年/Ma	构造期次	挤压方向
北东向断裂	齐岳山断层	135.43±8.12	燕山晚期	南东—北西向
		47.67±5.58	喜马拉雅早期	北西—南东向
南北向断裂	乌江断层	27.8±4.8	喜马拉雅晚期	近东西向

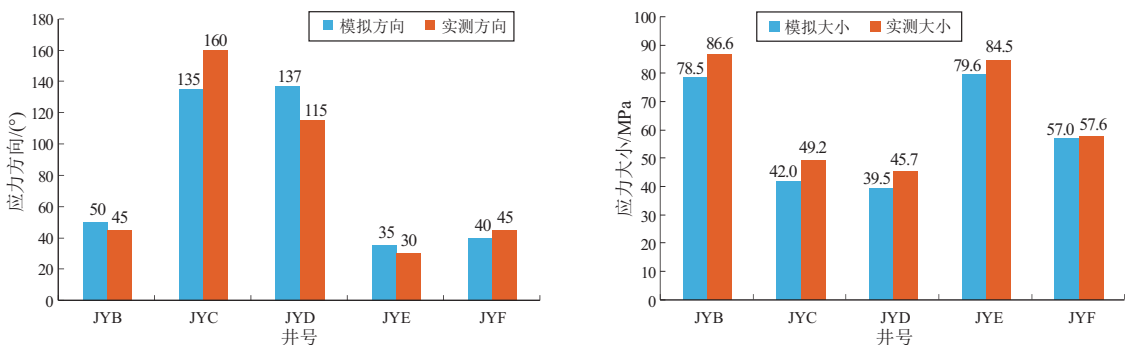


图3 四川盆地白马区块应力方向及大小实测与模拟结果对比

Fig.3 Comparison between measured and simulated results of stress direction and magnitude in Baima block, Sichuan Basin

保存条件平面呈现“以向斜核部为中心,向外呈环带式变差”的特点,优选了孔隙度、压力系数和含气饱和度作为该区页岩含气性评价的关键参数。同时以岩石破裂实验为依据,深入展开构造特征与压裂曲线耦合关系分析,明确了埋深、天然裂缝和应力性质是影响页岩气井可压性的关键地质因素^[27]。最终建立了白马常压页岩气开发地质评价参数体系(表 4)。I 类目标在含气性方面要求孔隙度不小于 4%,压力系数不小于 1.3,含气饱和度不小于 60%,在可压性方面要求埋深不超过 3 500 m,天然裂缝较发育且非均质性弱,以中—弱挤压为主。根据评价标准,采用权重分析法,针对白马探明储量范围,评价优选了白马向斜核部以南为开发建产的最有利目标。

2.3 建模数模一体化细化开发技术政策

涪陵气田开发实践表明五峰组—龙马溪组一段①至⑤号小层为最优质开发层系,充分利用建模数模手段,针对不同地质特征,重点围绕穿行层位、井网井距、布井方位等开发技术政策参数开展了相关研究,建立了差异化开发技术政策。

根据白马区块多尺度天然裂缝精细建模结果,结合岩心破裂实验、钻井漏失特征、产气剖面等相关资料,明确了在天然裂缝欠发育区,应优选有机碳含量最高的①至③号小层下部为有利穿行靶窗;在天然裂缝发育区,应优选③号小层上部为有利穿行靶窗。根据压后缝网模拟和数值模拟结果,配合微地震监测和经济极限井距分析,明确了在天然裂缝欠发育且埋深超过 4 000 m 的区域,井距应以 250 m 为主,且随着埋深逐渐变浅,井距应控制在 300 m;在天然裂缝较发育区,井距则应控制在 300~350 m。根据地应力场预测结果,结合布井方位与最大应力方向夹角应不小于 60°的涪陵气田开发实践,明确了在应力方向相对单一的区域可采用平

行布井模式,在应力方向多变的区域则采用“近扇形”布井模式,最大限度地实现储量有效控制。

2.4 技术经济一体化保障常压有效开发

根据白马区块差异化裂缝发育条件、应力性质和气藏埋深,开展了不同地质条件压裂工艺对策研究。在小尺度裂缝发育区,针对裂缝导致滤失增加,影响人工裂缝延伸的问题,形成了“降滤促缝+超大排量”的压裂工艺对策;在埋深超过 4 000 m、挤压应力为主的天然裂缝欠发育区,针对裂缝延伸困难和复杂缝网难形成的问题,优化形成了“综合降压+暂堵促复杂”的压裂工艺对策;在地层压力系数小于 1.0、大尺度裂缝发育区,针对天然裂缝对人工缝网强诱导的问题,形成了“前置暂堵改造岩石本体”的压裂工艺对策。在压裂工艺多轮次总结优化的基础上,白马区块单井产能由早期的 0.5~0.6 亿方提升至 0.75~0.95 亿方,为效益开发奠定了良好基础。

在不断提产的同时,积极探索高效降本模式。以“整体部署、分步实施、评价先行”思路为指导,优选具有不同地质特征的多个井组,开展工程试验,落实效益开发可行性。通过攻关试验,基本形成了白马区块全井一体化提速降本模板。对比前期 5 口水平井,平均机械钻速提高 38%,钻井周期缩短 32 天,压裂施工速度提升 2~3 倍,单段压裂费用降至 85 万元,降本提速效果明显(图 4)。

2.5 开发效果

经过多年持续攻关,涪陵页岩气田白马区块五峰组—龙马溪组常压页岩气开发实现跨越式发展。2021 年向国家储委提交页岩气探明储量超千亿方,首次实现国内第一个整装常压页岩气藏规模储量探明。截至 2022 年底,先后投产 30 口开发井,日产气量稳定在 80 万方。2022 年年产气量 2.24 亿方,实现了常压页岩气效益开发,有效支撑了涪

表 4 四川盆地白马区块页岩气开发选区地质参数体系
Table 4 Geological parameter system of shale gas development area selection in Baima block, Sichuan Basin

类别	含气性评价参数			可压性评价参数		
	孔隙度/%	压力系数	含气饱和度/%	埋深/m	天然裂缝(曲率)	应力性质
I 类	≥4.0	≥1.3	≥60	≤3 500	低值斑点状曲率 非均质性弱	中—弱挤压
II 类	3.0~4.0	1.1~1.3	50~60	3 500~4 000	空白曲率或中值条带状曲率 非均质性弱	中—弱拉张
III 类	2.0~3.0	0.9~1.3	40~50	4 000~4 500	单方向高值条带状曲率 非均质性强	强挤压 强拉张
IV 类	<2.0	<0.9	<40	>4 500	多方向高值条带状曲率 非均质性强	强挤压 强拉张

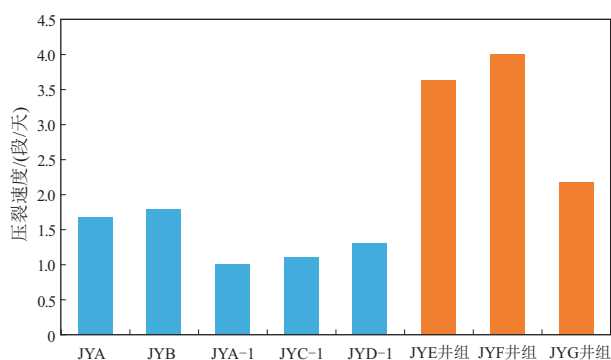


图4 四川盆地白马区块不同井、井组压裂速度对比

Fig.4 Comparison of fracturing rate of different wells and well groups in Baima block, Sichuan Basin

陵气田持续稳产。目前白马区块正在积极探索立体开发可行性,已部署实施上部气层评价井,预测单井EUR达0.65亿方,有望实现常压页岩气储量一次性高效动用。

3 结论与建议

以涪陵页岩气田白马区块为代表的中国南方常压页岩气在地质评价关键技术、选区评价参数体系、开发技术政策、工程工艺对策等方面取得了一些重要成果:①明确了逆冲推覆作用是控制常压页岩气保存和富集差异的关键;②建立了复杂构造背景下地应力场预测技术;③创建了常压页岩气开发地质评价参数体系;④创建了基于不同地质特征的常压页岩气差异化开发技术政策;⑤形成了常压页岩气差异化压裂工艺对策;⑤实现了涪陵气田常压页岩气效益开发。

白马区块实践证实了中国南方常压页岩气具有效益开发前景,但为不断提升常压页岩气开发效果,实现高效开发,仍需做好以下三方面的工作:①持续深化富集高产主控因素研究,细化开发甜点目标;②持续深化常压页岩气井生产规律研究,优化开发技术政策;③持续深化常压页岩气立体开发可行性评价,为动用率和采收率提升奠定基础。

致谢:中国石油大学(北京)在方解石U-Pb定年实验方面做出了相关贡献,在此致以衷心感谢!

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

刘超参与研究设计;刘超、包汉勇、万云强、甘玉青参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The study was designed by LIU Chao. The manuscript was drafted and revised by LIU Chao, BAO Hanyong, WAN Yunqiang, and GAN Yuqing.

All the authors have read the last version of paper and consented for submission.

参考文献:

- [1] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653. ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [2] 马永生,冯建辉,牟泽辉,等.中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J].中国工程科学,2012,14(6):22-30. MA Yongsheng, FENG Jianhui, MU Zehui, et al. The potential and exploring progress of unconventional hydrocarbon resources in SINOPEC[J]. Strategic Study of CAE, 2012, 14(6): 22-30.
- [3] 张大伟,李玉喜,张金川,等.全国页岩气资源潜力调查评价[M].北京:地质出版社,2012. ZHANG Dawei, LI Yuxi, ZHANG Jinchuan, et al. Evaluation on investigation of China's nationwide shale gas resources potential[M]. Beijing: Geology Press, 2012.
- [4] 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. WANG Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1-6.
- [5] 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):24-37. GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [6] 孙健,罗兵.四川盆地涪陵页岩气田构造变形特征及对含气性的影响[J].石油与天然气地质,2016,37(6):809-818. SUN Jian, LUO Bing. Structural deformation and its influences on gas storage in Fuling shale gas play, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 809-818.
- [7] 翟刚毅,包书景,王玉芳,等.古隆起边缘成藏模式与湖北宜昌页岩气重大发现[J].地球学报,2017,38(4):441-447. ZHAI Gangyi, BAO Shujing, WANG Yufang, et al. Reservoir accumulation model at the edge of palaeohigh and significant discovery of shale gas in Yichang area, Hubei Province[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2017, 38(4): 441-447.
- [8] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574. MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [9] 韩珊,车明光,苏旺,等.四川盆地威远区块页岩气单井产量预测方法及应用[J].特种油气藏,2022,29(6):141-149. HAN Shan, CHE Mingguang, SU Wang, et al. Prediction method and application of single shale gas well production in Weiyuan block Sichuan Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(6): 141-149.
- [10] 苏海琨,聂海宽,郭少斌,等.深层页岩含气量评价及其差异

- 变化;以四川盆地威荣、永川页岩气田为例[J].石油实验地质,2022,44(5):815-824.
- SU Haikun, NIE Haikuan, GUO Shaobin, et al. Shale gas content evaluation for deep strata and its variation: a case study of Weirong, Yongchuan gas fields in Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(5): 815-824.
- [11] 冯动军. 四川盆地侏罗系大安寨段陆相页岩油气地质特征及勘探方向[J].石油实验地质,2022,44(2):219-230.
- FENG Dongjun. Geological characteristics and exploration direction of continental shale gas in Jurassic Daanzhai Member, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(2): 219-230.
- [12] 杨光, 田伟志, 吕江, 等. 威远构造 W202 区块龙马溪组¹亚段页岩气储集层岩石学特征[J].特种油气藏,2021,28(2):34-40.
- YANG Guang, TIAN Weizhi, LYU Jiang, et al. Petrological characteristics of shale gas reservoirs in Long¹ sub-member of Longmaxi Formation in W202 block of Weiyuan Structure [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(2): 34-40.
- [13] 舒志国, 王进. 四川盆地涪陵气田焦石坝区块上部气层地质特征分析及有利区优选[J].石油实验地质,2021,43(1):34-44.
- SHU Zhiguo, WANG Jin. Geological characteristics and optimization of favorable areas in the upper gas reservoir of Jiaoshiba block in the Fuling Shale Gas Field, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(1): 34-44.
- [14] 柳筠, 张梦吟. 页岩气储层含气性测井评价: 以四川盆地涪陵页岩气田 J 区块为例[J].石油实验地质,2021,43(1):128-135.
- LIU Yun, ZHANG Mengyin. Gas-bearing property evaluation by petrophysical logging in shale gas reservoirs: a case study in J area of Fuling shale gas field, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(1): 128-135.
- [15] 胡浩, 赵文韬, 张爱华, 等. 龙马溪组高硅质页岩段定量评价及靶体调整: 以川南地区 Z201 区块为例[J].油气地质与采收率,2022,29(4):25-34.
- HU Hao, ZHAO Wentao, ZHANG Aihua, et al. Quantitative evaluation and target adjustment of high-silica shale sections in Longmaxi Formation: a case from block Z201 in southern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(4): 25-34.
- [16] 马新华, 谢军. 川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J].石油勘探与开发,2018,45(1):161-169.
- MA Xinhua, XIE Jun. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 161-169.
- [17] 郭彤楼. 页岩气勘探开发中的几个地质问题[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):14-19.
- GUO Tonglou. A few geological issues in shale gas exploration and development [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(5): 14-19.
- [18] 马力, 陈焕疆, 甘克文, 等. 中国南方大地构造和海相油气地质[M].北京:地质出版社,2004:59-82.
- MA Li, CHEN Huanjiang, GAN Kewen, et al. Tectonic and marine petroleum geology in South China [M]. Beijing: Geology Press, 2004: 59-82.
- [19] 蒲泊伶, 董大忠, 管全中, 等. 川南地区龙马溪组页岩气富集高产主控因素分析[J].石油物探,2022,61(5):918-928.
- PU Boling, DONG Dazhong, GUAN Quanzhong, et al. Analysis of main controlling factors for the enrichment and high productivity of the Longmaxi shale gas in southern Sichuan Basin [J]. *Geophysical Prospecting For Petroleum*, 2022, 61(5): 918-928.
- [20] 田鹤, 曾联波, 徐翔, 等. 四川盆地涪陵地区海相页岩天然裂缝特征及对页岩气的影响[J].石油与天然气地质,2020,41(3):474-483.
- TIAN He, ZENG Lianbo, XU Xiang, et al. Characteristics of natural fractures in marine shale in Fuling area, Sichuan Basin, and their influence on shale gas [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(3): 474-483.
- [21] 范存辉, 李虎, 钟城, 等. 川东南丁山构造龙马溪组页岩构造裂缝期次及演化模式[J].石油学报,2018,39(4):379-390.
- FAN Cunhui, LI Hu, ZHONG Cheng, et al. Tectonic fracture stages and evolution model of Longmaxi Formation shale, Dingshan structure, southeast Sichuan [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(4): 379-390.
- [22] 赵文韬, 荆铁亚, 吴斌, 等. 断裂对页岩气保存条件的影响机制: 以渝东南地区五峰组—龙马溪组为例[J].天然气地球科学,2018,29(9):1333-1344.
- ZHAO Wentao, JING Tiewa, WU Bin, et al. Controlling mechanism of faults on the preservation conditions of shale gas: a case study of Wufeng-Longmaxi formations in southeast Chongqing [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(9): 1333-1344.
- [23] 牟传龙, 周恩恩, 梁薇, 等. 中上扬子地区早古生代烃源岩沉积环境与油气勘探[J].地质学报,2011,85(4):526-532.
- MU Chuanlong, ZHOU Kenken, LIANG Wei, et al. Early Paleozoic sedimentary environment of hydrocarbon source rocks in the Middle-Upper Yangtze region and petroleum and gas exploration [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2011, 85(4): 526-532.
- [24] 魏峰, 陈孔全, 庾秀松. 川东齐岳山断层北部差异构造变形特征[J].石油实验地质,2019,41(3):348-354.
- WEI Feng, CHEN Kongquan, TUO Xiusong. Differential tectonic deformation in the northern Qiyueshan Fault, eastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(3): 348-354.
- [25] 唐永, 周立夫, 陈孔全, 等. 川东南构造应力场地质分析及构造变形成因机制讨论[J].地质论评,2018,64(1):15-28.
- TANG Yong, ZHOU Lifu, CHEN Kongquan, et al. Analysis of tectonic stress field of southeastern Sichuan and formation mechanism of tectonic deformation [J]. *Geological Review*, 2018, 64(1): 15-28.
- [26] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J].天然气工业,2014,34(6):17-23.
- HU Dongfeng, ZHANG Hanrong, NI Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 17-23.
- [27] 胡德高, 刘超. 四川盆地涪陵页岩气田单井可压性地质因素研究[J].石油实验地质,2018,40(1):20-24.
- HU Degao, LIU Chao. Geological factors of well fracability in Fuling shale gas field, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 20-24.