

华东油气
勘探开发研究院
院长 高玉巧江汉油田
勘探开发研究院
专家 刘超

问:常压页岩气藏的高效勘探开发有何意义?

高玉巧:我国页岩气地质资源量为131.42万亿立方米,可采资源量为25.08万亿立方米。其中,常压页岩气地质资源量约9万亿立方米,占我国页岩气资源总量的6.8%。常压页岩气藏的高效勘探开发对于保障国家能源安全、提升能源供给能力具有重要战略意义。

问:目前形成了哪些常压页岩气勘探开发创新成果?

高玉巧:第一,针对常压页岩气构造作用较强、压力系数低、含气量低、地应力差异系数大等特点,以原型盆地分析为主线,开展页岩生排烃模拟、古压力恢复等研究,结合埋藏史和构造应力分析,揭示常压页岩气形成与聚散机理,建立了生-排-滞-聚动态成藏模式,提出了“三因素控藏”富集理论,形成了以保存条件和地应力为核心的常压页岩气“双甜点”评价体系,有效指导“甜点”区和“甜点”段优选。

第二,针对常压页岩孔隙小、微尺度效应强、毛管压力大等特点,采用地质工程一体化理念,揭示了常压页岩气渗流机理,制定了常压页岩气效益开发技术政策。

第三,针对常压页岩气钻井速度慢、周期长,人造裂缝复杂程度低,工程建设难度大、投资高等难题,紧紧围绕增产和降本,形成了优快钻井及高效压裂缝网改造等低成本技术系列,钻采成本大幅降低,有力支撑了常压页岩气效益勘探开发。

刘超:白马区块受“构造变形强、断裂缝发育、压力系数低、埋深跨度大、应力场复杂”等地质特征影响,储量动用与效益建产难度大。按照地质工程一体化、室内现场一体化、建模数模一体化研究思路,形成了多项创新成果。

一是创建了以“方解石定次期+构造演化定强度+构造物理模拟试验定主控”的复杂构造带变形特征“三定”分析法,首次厘清了涪陵地区存在三期构造变形期次,明确了挤压逆冲推覆作用力是白马区块构造变形差异的关键。

二是做细天然裂缝宏观与微观联合描述,构建了白马常压页岩气藏断层-裂缝耦合发育模式,形成了挤压背景下页岩气差异化富集成藏模式,明确了白马向斜等有利构造目标。

三是创建了复杂向斜型常压页岩气藏开发地质分区评价指标体系,围绕富集成藏有利目标,细化开发分区,明确建产顺序,为压裂工艺技术的针对性优化和开发技术政策的差异化制定提供了地质依据。

最终形成了“整体部署、分区建产”的开发思路,预计2024年产气量将超4亿立方米,有力支撑涪陵页岩气田持续稳产。

问:未来的工作重点是什么?

高玉巧:破解常压页岩气效益开发难题,需要以提产、降本、增效为核心,深化富集高产机理和开发技术研究,强化钻井及压裂技术等低成本工程技术攻关,深化勘探开发一体化、地质工程一体化,创新形成常压页岩气效益勘探开发技术体系,推动低品位常压页岩气实现规模效益开发。

刘超:针对涪陵页岩气田白马区块的常压页岩气勘探开发,需要重点推进三方面工作:一是做好分区回顾性评价,持续细化地质认识;二是做好白马西1区一体化开发方案编制,持续提升储量动用率,打造“大上游”合作典范;三是做好立体开发潜力分区研究,持续提升气藏采收率。

深化认识 啃下常压页岩气“硬骨头”

华东油气

□唐利民 崔璟 姚鹏
何贵松 马军 王俊方

截至5月30日,华东油气南川页岩气田坪地1HF井连续高产稳产451天,日产气量2.4万立方米,累计产气1894万立方米。坪地1HF井位于渝东南武隆工区,于2021年4月投产,2023年4月首次采用液驱无杆泵试采,实现了浅层页岩气自喷生产。该井的连续稳产、高产突破,证明了浅层常压页岩气具有良好的勘探开发潜力。

位于重庆市武隆区土坎镇的老厂坪顿时吸引了众人的目光。

规模逸散后沦为“常压”

大约4.4亿年前,这里是一片汪洋。随着漫长的深水陆棚沉积,五峰组、龙马溪组等页岩相继成岩。

就生气条件而言,老厂坪似乎一枝独秀,这里的五峰组-龙马溪组TOC(总有机碳)含量大于4%的优质页岩段连续厚度达25米,丰富的有机质为页岩气的生成奠定了得天独厚的物质基础;主要为I型有机质,有利于生成甲烷气;有机质热演化程度高,处于过成熟阶段。甲烷在这里大量生成并连续展布,催生了优质的原生页岩气藏。

保存条件是页岩气勘探的另一项重要指标。后期构造运动改造,包括地层断裂和剥蚀,都会改变气藏的保存条件,导致气藏散失。

渝东南地区经历多期构造运动的强烈改造,在老厂坪地区塑造出复杂的“两凹两凸夹一隆”的“马鞍形”构造。地质工作者将其形象地比喻为“原来浑

然一体的仓廩,东厢塌了半边,西厢破了天窗,只剩中堂摇摇欲坠”。

地质运动改造叠加风化,导致渝东南的盆外页岩大量破裂,原本“家境殷实”的页岩气资源规模逸散后,沦为“常压”气藏,老厂坪因此被打入“高风险探区”之列。

距离老厂坪20多千米的焦石坝却因为地处四川盆地内部躲过了高强度的地质运动改造,完整保存了储层,稳定保持高压,成就了涪陵页岩气田。

经过两年的反复勘查与论证,2020年3月2日,华东油气风险探井坪地1HF井在重庆市武隆区土坎镇清水村悄然开钻。但采用单管射流泵工艺排水采气,到2023年2月,坪地1HF井日均采气量仅7930立方米。

吸附气“插翅难逃”

页岩气在页岩中赋存主要有两种方式:游离状态的页岩气,与常规天然气性质相仿,难以在不良保存条件下聚集;吸附状态的页岩气,如同海绵中的水滴被牢牢锁定,在自然状态下难以凭借自身的力量摆脱吸附,成功逃逸。

科研人员猜想,老厂坪规模逸散的应该是岩石孔隙与裂隙中的游离气,而在有机质颗粒、黏土矿物颗粒、干酪根颗粒及孔隙表面的吸附气则可能“插翅难逃”。

测井解释显示:老厂坪背斜的平均总含气量为3.46立方米/吨,其中吸附气含量为2.78立方米/吨,占比达80.3%。

科研人员随即展开四川盆地东南缘常压页岩气井的统计分析,发现埋深越浅,页岩中的总含气量、游离气含量

越少,而吸附气含量保持相对稳定,且吸附气占比随埋深减小呈增大趋势。

接下来,他们对不同埋深的页岩吸附能力的控制因素展开了全方位的研究,发现有机质丰度、地层温度、压力是决定页岩吸附气含量差异的关键因素,随着深度增加,温度、压力增大,页岩吸附气量先增大后减小,900~1300米是页岩吸附气量随深度变化的临界点。

坪地1HF井目的层温度38摄氏度、压力为9.8兆帕,临界深度为1100米,五峰组页岩埋深1000米左右,接近临界深度,意味着这里的页岩吸附能力有望接近峰值。

根据页岩气赋存状态,科研人员按照吸附气占比重新定义页岩气藏类型:吸附气占比大于60%,为吸附气气藏;吸附气占比在40%~60%,为游离-吸附气气藏或吸附-游离气气藏;吸附气占比小于40%,为游离气气藏。老厂坪页岩气为典型的浅层常压吸附气气藏。

人工制造解吸大压差

从浅层常压页岩气藏到浅层常压吸附页岩气藏,科研人员对老厂坪的认识愈加深刻。然而要实现从储量到产量、从资源到能源的转化,依然任重道远。

老厂坪浅层常压吸附气藏必须借助人工制造大压差,使甲烷气摆脱吸附力的控制,同时使地层产物完成并筒内的举升。尤其到了开发后期,更需要大压差来对冲地层能量的衰减,以确保地层远端流体能够在压差作用下流入并筒,从而实现气井长期连续稳定生产。

气水矛盾是坪地1HF井排采过程中的主要矛盾,排水是采气的关键所在。

传统的排采工艺一般采用射流泵,但在坪地1HF井遭遇“滑铁卢”。由于采用硬体材料加工,射流泵只能悬挂在井身结构的垂直段,无法深入水平段,因此难以对地层流体进行“沉浸式”抽汲,形成有利于吸附气解吸的大压差。

采用柔性材料制造的液力无杆泵进入了科研人员的视野。2021年,华东油气临汾煤层气公司便开始应用液力无杆泵对深层煤层气进行排采。科研人员发现:吸附页岩气藏与煤层气藏相比,物质组分趋同,保存机理趋同,不同的只是附着介质。

柔性复合管与井下泵使用钢丝绳连接,可以无障碍通过水平井段,从而将气锚和排液泵送入水平井段,对地层流体进行“暴力强排”。坪地1HF井水平段A点斜深为1190米,刚性射流泵止步于1103米,而柔性液力无杆泵则长驱直入至1165米,游刃有余。

2023年3月10日,液力无杆泵投入使用。3月28日,在连续运转18天后,井筒积液奇迹般抽汲殆尽,液力无杆泵断电停机,坪地1HF井迎来了自喷生产。

坪地1HF井的浴火重生,彻底盘活了老厂坪背斜近1000亿立方米浅层常压页岩气资源,也进一步落实了渝东南地区埋深500~2000米浅层有利区资源量超5000亿立方米。目前该地区已部署4口探评井和1个试验井组,以期加快浅层页岩气勘探开发步伐,尽早落实建产阵地。

坪地1HF井

坪地1HF井属于南川页岩气田,目的层埋深1000米左右,压力系数0.99,为典型的浅层常压页岩气。该井的突破可盘活老厂坪背斜埋深500~2000米的浅层常压页岩气。

南川页岩气田探明面积1.7万多平方千米,探明储量近2000亿立方米,动用储量1100多亿立方米,累计产气68.7亿立方米,日产气500多万立方米。南川页岩气田胜页2平台是目前我国最大常压页岩气开发平台,部署13口水平井已全部投产,日产气21万立方米。

链接 什么是常压页岩气?

按照地层压力系数,我国页岩气可划分为低压、常压、超压、超高压4种类型。常压页岩气藏是指地层压力系数介于0.9-1.3、以吸附气为主要赋存方式的页岩气藏。

常压页岩气广泛分布于我国南方复杂构造区,与高压页岩气同属于深水陆棚相沉积

积,优质页岩发育,资源潜力大,但因遭受更为强烈的构造改造,具有构造变形强烈、保存条件差、微孔占比高、含气量和游离气占比低、构造应力变化快、应力差异系数大、地温梯度低等地质特点,单井产能和EUR(评估的最终可采储量)低,面临“甜点”优选难度大、钻完井周期长、压裂形成复杂缝网难度大等挑战,难以实现规模效益开发。



▲江汉油田员工在焦页107平台进行调产操作。

李占军 摄

白马区块

涪陵页岩气田白马区块位于齐岳山、石门两个断裂带之间的狭长区域,在亿万年的挤压作用下,岩层构造非常复杂,褶皱、破碎、深埋、断层异常发育……这些因素叠加,给勘探开发带来极大挑战。

白马区块常压页岩气藏于2021年提交探明地质储量超千亿立方米,目前共部署水平井88口,投产58口,动用储量300多亿立方米,储量动用率30.3%,累计产气近8.5亿立方米,日产气130多万立方米,有力支撑了涪陵页岩气田持续稳产。

页岩气的“后进生”

“天生体质差,后天又营养不良。”江汉油田勘探开发研究院专家刘超形容白马区块的地质条件,常压是体质差,埋藏深则是营养不良,虽然是沉积中心,但整体含气性差。

白马区块勘探始于2015年,继焦石坝区块页岩气商业开发取得成功,科研人员把深层常压作为产能接替阵地。最初,他们认为只要照搬焦石坝相关经验模式就可以,但经验到了这里“水土不服”,之前建立的测井曲线模型根本用不上,只能重新做。白马区块地下复杂程度远超想象。

按照传统背斜找气理论,他们围绕背斜部署新井,却频频失利:焦页145-2HF井,导眼井取芯后分析含气饱和度只有31%,业界普遍认为含气饱和度低于50%就没有研究价值,这口井被放弃;焦页143-5HF井向外扩展到断鼻带,但其为裂缝型气藏,持续生产效果差。

多轮尝试受挫,白马区块勘探陷入

“有发现,无储量,无产量”的困境。2017-2019年,该区块生产工作整体暂停,科研人员也意识到必须调整勘探思路。在422平方千米的断崖险滩找气犹如大海捞针,国内外没有类似的成熟理论可供借鉴,科研人员只能摸索创新,既然背斜不行,他们就把目光转向向斜。

再次进入解题模式

富集成藏模式是什么样的?实现白马区块常压气藏勘探开发突破,是摆在科研人员面前的必答题。

白马区块构造变形样式、形态多,有背斜、斜坡、向斜、断鼻、断层,细化构造单元工作量大。科研人员先后完成10余次地震资料处理与解释,通过构造精细解释和构造样式解剖,完成9个4级构造单元划分,其中白马向斜、白马南斜坡等又可分为多个5级构造单元,开展了数百次室内模拟试验,精细评价页岩气保存条件、含气性和可压性。

经过大量基础研究,科研人员终于建立常压页岩气富集成藏模式,明确向斜构造含气性最好,并以向斜为中心,呈环带状变差。之后,他们开始围绕向斜部署评价井,其中焦页147-1HF井放喷测试获日产12.7万立方米气流。“这口井到现在生产效果都很好,单井可采储量到了9000万立方米以上。”刘超说,该井的成功佐证了新认识,后续又加快部署实施了焦页147开发井组。

然而大家期待的大场面并没有出现。焦页147平台4口井,从西向东,埋藏深度逐渐增大,都是300米井距,

产量台阶式下降,日产从13万立方米降到3万立方米。同一个平台,4倍的产量差距,单井产能主控因素是什么?高产有什么规律?科研人员再次进入解题模式。

“最早大家认为不同埋深导致产量有差异,但随着研究深入,发现实际情况更复杂。”江汉油田勘探开发研究院天然气开发所副所长李凯说,“我们挨个因素推导,找规律再总结。之前裂缝描述只有发育和不发育,现在可以清晰描述裂缝属性特征、发育强度,应力性质、大小、方向也有定量表述。”

常压深层页岩气高产因素的标准体系逐步建立,除了埋深,裂缝发育强度,应力的性质、方向、大小等对单井产能都会产生影响。富集成藏模式和单井高产因素叠加,科研人员很快明确有利区带,最终优选白马向斜、白马南斜坡为突破有利目标区;将白马区块划分为5个区,定量排序打分,优选潜力最大的东3区,指导部署实施焦页155、107、156三个开发井组。

小步前进高效开发

2月,科研人员开展了焦页159井组立体建产效果分析。如何确保上部气层和下部气层储量同时高效动用是提高采收率的主要工作,立体开发在白马区块方案设计之初就占据主导。

鉴于一次性整体开发,吃干榨净资源的同时推动区块高效开发。

技术进步的是一方面,立体开发也有着现实需求——白马区块常压页岩气藏天生禀赋差。“单井可采储量就这么

多,离效益开发有距离。”刘超很无奈。

围绕常压页岩气藏高效开发,科研人员基于区块不同地质背景下上部气层评价并实施效果,基本明确常压页岩气立体开发可行性和技术政策关键参数,落实白马区块上部气层开发有利区面积100平方千米。科研人员很有信心,预测立体开发实施后可提高有利区采收率10个百分点,升至20%。

“虽然有技术、有信心,但白马区块产建进度并没有想象的快。常压页岩气藏岩性、构造复杂,随着埋深加大,地层敏感性高,工程技术容错率低,为保证开发效益,甚至一个平台先干东边还是西边都要论证一下。目的就是确保块块有效益、井组有效益。”刘超说。

通过焦页147开发井组试验,科研人员发现在白马区块地表结构、地下构造“双复杂”的特点下,储层改造必须“一井一藏”,一口井一套工艺设计。

为了实现成本最优、改造效果最好,他们加强地质工程一体化,开展“瘦身井”试验。2023年9月焦页155平台压裂施工时,5口井共100多段,每压裂一段,李凯和同事们都要和工程技术人员现场诊断,不断优化工艺参数。最终,该平台7口井日均产气30万立方米,其中3口井累计产气已超1000万立方米。

通过对开发关键参数优选评价,形成了常压页岩气藏分区差异化开发技术政策,相比早期,白马区块平均钻井周期缩短40.68%,储层改造效果显著增强,为常压页岩气藏高效开发打下良好基础。

摸清富集模式 深层常压气立体开发

坪地1HF井修井现场。沈志军 周剑 摄影报道