



我国陆相页岩油革命取得突破性进展

□本报记者 程强 秦紫函

陆相断陷盆地页岩油实现跨越式增长

中国工程院院士、中国石化总工程师、首席科学家孙焕泉说,以渤海湾盆地济阳断陷、苏北盆地等为代表的中国陆相断陷盆地页岩油资源量207亿吨,具有构造复杂、岩相多样、成熟度低的典型特点,给页岩油开发带来巨大挑战。

构造复杂导致断层发育。陆相断陷盆地经历多期构造运动,形成复杂断裂系统。如济阳断陷的博兴洼陷,断层发育区面积超3/4,断块间距在500~900米;苏北盆地不同级别断层将早二段切割,错断形成若干长条形复杂断块,断块平均长8000米、宽1000米。

岩相多样导致非均质性强。陆相断陷盆地页岩油受古盐度、古水深、古物源等因素影响,盆地不同部位页岩有机质含量、层理结构、矿物组合等存在差异,具有岩相类型多样、非均质性强等特点。济阳断陷就发育富碳酸盐矿物类、混合矿物类、富黏土矿物类和富长英矿物类4类16种岩相,苏北盆地也发育3类6种岩相。

成熟度低导致原油流动性差。陆相断陷盆地页岩油以新生代地层为主,埋藏时间短,成熟度相对较低。济阳、苏北的页岩油Ro(镜质体反射率,反映有机质的成熟度)整体在0.5%~1.4%,Ro小于0.9%的储量占90%,导致原油性质差。

对此,陆相断陷盆地页岩油开发坚持“耦合”“甜点”描述是基础、缝网协同优化是关键、工程提速提效是保障,实现页岩油储量动用率、采收率、收益率最大化。

储层精细描述是基础。研发的页岩储层精细描述与建模技术,实现了地质与工程“甜点”的精细描述和全要素一体化建模,为页岩油立体开发提供支撑。陆相页岩厚度大,普遍在200~500米,局部厚达千米,层间非均质性强,需要在纵向上细分开发,关键是以“甜点”控制为目标,优化布井方式、合理井距、层距,构建立体开发井网。

井网井距的优选是实现储量有效控制的保障。在构造稳定区通过多层楼水平井立体开发,可以实现储量有效动用。民丰洼陷部署7层楼水平井立体井网,井组储量控制程度达到80%以上,预测单井EUR(评估的最终可采储量)平均5.3万吨。苏北盆地断裂复杂区断层复杂、断块小,水平井布井受限,在断层间部署直斜井,实现断块内资源有效动用。

开发层系的有效划分是立体井网部署的基础。结合有利岩相组合及非均质性研究,苏北盆地高部凹陷划分5套开发层系,不同层系厚度35~55米;根据不同洼陷“甜点”发育状况,济阳断陷博兴、牛庄、民丰洼陷按照45~60米厚度划分了3.5、7套开发层系。

合理的井距是立体井网部署的关键。立体开发井距,井网要最大程度减少井间和层间的负向干扰,达到“通而不窜”,实现储量动用最大化。室内研究和矿场实践表明:井距略大于两倍半缝长能有效防止井间干扰,同时保证井组单井EUR最大。目前认识的350~400米井距基本合理。

合理的生产制度可实现单井EUR最大化。页岩储层压后缝网具有极强的应力敏感特征,控压生产能够有效提高单井EUR。建立以初期快排降水、稳定期合理控压为核心的全周期生产调控模式,可长期保持裂缝有效导流能力,有序释放储层能量。通过控制油嘴精细压力可提高弹性产率,单井EUR在4万~6万吨,预期提高16%以上。

陆相断陷盆地页岩油地层温度均超过

阅读提示

美国页岩革命深刻改变了世界能源格局。我国陆相页岩与美国海相页岩相比,先天禀赋不足,理论认识和技术创新难度更大。对此,我国石油地质和石油工程科研工作者不懈努力,在多个盆地取得了陆相页岩油革命突破性进展。

近日,第二届中国陆相页岩油勘探开发关键技术与管理研讨会在京举行,会议由中国石油学会石油工程专业委员会和多资源协同陆相页岩油绿色开采国家重点实验室联合主办,两院院士、业界专家、企业代表、高校学者深入交流探讨我国陆相页岩油在基础地质理论、勘探开发技术创新等领域取得的突破性进展。

150摄氏度,最高超过200摄氏度,仪器易高温失效;断层裂发育导致压力系统复杂,安全密度窗口窄。对此,济阳页岩油钻井技术历经“技术探索、创新攻关、集成提升”三次迭代,形成以“三开结构+合成基钻井液+精细控压钻井+抗高温降导+地面降温”为主的优快钻井技术体系,实现了从“打得成”到“打得快”再到“打得好”。多个区块钻井周期缩短至30天以内,民丰洼陷首次实现“1+1+1”模式(三个开次各一趟钻),钻井周期最短24.46天(垂深3885米、水平段长2013米)。

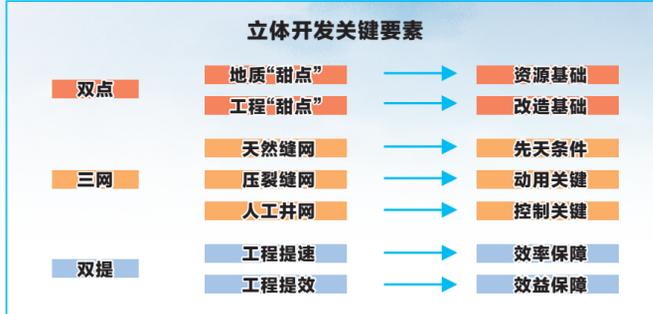
陆相断陷盆地页岩油压裂面临三大难题:储层埋藏深,破裂压力高;双向应力差大,裂缝扩展不均匀;天然裂发育,局部应力集中,易套变套损。通过强化页岩油压裂技术攻关,形成从组合缝网、密切割压裂到极限限流密切割压裂的技术迭代,SRV(改造体积)不断提升、单井EUR持续提高,实现从“压得开”到“压得好”再到“压得优”。目前,压裂簇间距由10~15米降为4~7米,同等规模SRV提高15%以上;牛庄一区百段套变段数由8段降至0.8段,基本解决套变问题。

陆相断陷盆地页岩油生产具有“早、快、高、稳”的特征:见油早,1~10天即见油;含水下降快,呈L形下降,一两个月后含水稳定;峰值产量高,峰值单井日产量36~263吨,预测单井EUR在3万~6万吨;产量稳,稳定后含水递减率在20%以下。

中国石化以储量动用、产能、经济效益最大化为目标,立足国家级示范区建设,加大不同类型页岩油评价试验力度,实现了从3层楼到5层楼再到7层楼的立体开发。樊页平1井组3层楼先导试验取得突破,牛庄一区5层楼大平台开发试验取得重要进展,民丰洼陷坡梁洼7层楼整体评价正在实施。

胜利济阳页岩油:形成三元储渗理论认识

来自胜利油田的专家介绍,济阳断陷古近纪早期气候由半干旱向湿润转变,发育了咸湖、半咸湖沉积环境下的多套富含有机质页岩,主要层位为沙三下、沙四上统,是我国陆相页岩油的典型代表。



济阳页岩油发育缓坡断裂带复杂断块型、注陷稳定带基质型、陡坡深陷带巨厚型三种类型页岩油,具有演化程度低、埋藏深、厚度大、高温高压,构造复杂、岩相复杂、流体性质复杂的特征,要实现规模效益开发,面临三大关键问题:页岩以微米级孔隙为主,孔隙度非常低,油储集在哪里?页岩渗透率极低,怎么提高有效渗流能力,流动路径是什么?地层原始压力高,压裂又进一步增压,能量如何高效利用?

胜利油田基于万米岩芯、15万块次分析化验,深入开展孔隙结构、赋存特征、渗流机理等基础研究,形成了济阳页岩油“储-缝-压”三元储渗理论认识:双储,即孔隙-天然缝组合,控制储集空间富集规律;双缝,即支撑缝与水力缝匹配,控制流动空间高渗路径;双压,即增压保压协同,控制能量空间高效利用。

无机孔-缝组成“双储”空间,其中,纹层状页岩微裂缝发育,提高了纳米级孔隙的连通性,连通孔隙占比在60%~80%,较层状页岩高30%~40%。“双储”具有全孔径含油、大孔富油、小孔含水的赋存特征,济阳页岩油赋存存在多种微孔-缝中,主要有游离态、吸附态两种状态,游离态主要赋存在孔径较大的微孔孔隙和微裂缝中,吸附态则呈油膜状包裹在矿物表面。济阳页岩主要发育“网状孔-缝、王字孔-缝、单向孔-缝”多种“双储”组合模式,其中“三孔四缝”模式的混积页岩最利于富集。

支撑缝和水力缝组成“双缝”系统,控制三区渗流模式:支撑缝导流能力强,控制有效泄油半径,形成易流区;开启的天然裂缝控制极限泄油半径,形成缓流区;缝网之外形成滞流区。易流区供液,产量贡献率占70%以上;缓流区蓄能,能量占比40%左右。易流区、缓流区共同作用促进了油井的高产稳产。因此,大液大砂强化储层改造,增加易流区和缓流区面积,可有效提高产能;对直斜井进行大规模强化改造,由压裂缝变压裂网,可取得近似水平井的效果。

保压是增压的前提,高压增能可减敏吸,保压增压“双压”协同可提高产量。页岩储层保压性主要受砂体、断层和天然裂缝影响。高压可增加弹性驱动和渗吸置换作用。在弹性释放阶段,生产压差过小,能量

会过多扩散到滞流区,利用率降低;生产压差过大,压敏导致裂缝导流能力下降,易流区范围减小。生产压差放大后,地层压力明显降低,能量损失不可逆;采用精细控压方式能有效减缓压降速度,高效利用能量,提高EUR。

胜利油田以三元储渗理论为指导,围绕立体空间最大程度控制储量、改造储层、提高产能,形成以“甜点”地质综合评价技术、立体井网优化设计技术、能场耦合优化调控技术、立体井组Tank实施优化技术等为核心的开发优化关键技术体系,展现了良好前景。

大庆古龙页岩油:取得四项突破性理论认识

大庆油田首席专家崔宝文介绍,松辽盆地大庆古龙页岩油是典型的纯页岩型页岩油,也是世界上最具挑战、开发难度最大的页岩油:黏土矿物含量超过35%,国外一般小于10%、国内一般小于15%,导致资源确定难;孔隙普遍小于30纳米,喉喉一般在4~7纳米,导致油气流动难。电镜扫描每米原理在1万条以上,导致人工裂缝纵向受限;脆性低,岩石软,硬度小,导致压裂改造难。

对此,大庆古龙页岩油开发取得四项突破性理论认识。

一是揭示高黏土加氢生烃新机制,扩大了生油窗口,增加了轻烃产量。模拟实验表明,黏土矿物对有机质转化具有抑制作用,可增加产物数量;黏土层间水具有加氢作用,可增加轻烃产量。新的生烃模式,揭示生成油气总量增加1倍,油层深度向下拓展300米,Ro从1.3%拓展到1.6%。

二是发现有机黏土复合体参与的成孔机制,揭示孔隙受有机质含量和成熟阶段控制。除无机孔隙外,新发现有机黏土复合体生烃收缩,形成很多缝状、海绵状、网状有机孔隙,是重要储集空间。

三是揭示古龙页岩自封闭力学成藏机制,证明是连续体式油藏。传统观点认为,夹层型、混积型页岩油均有微运移,一般最小含油喉道半径大于20纳米。新研究发现,古龙页岩全孔径含油,含油空间不受孔隙大小限制,每个含油孔隙是一个独立储油

单元。

四是揭示多相态多尺度纳米空间油藏开发机理,明确页理缝是主要的输运通道。传统观点认为,常规油藏及其他页岩油以微米级孔隙为主,烃类体系在地下以气相或液相相异存在。新研究认为,随成熟度增加,由黑油向油气两相过渡,油气两相区150纳米以下孔隙存在限域效应;基质孔、页理缝启动压力梯度不同,页理缝渗流贡献在80%以上。因此,保证页理缝压力稳定、保持渗流通道能力,是稳产的关键。

基于新的认识,明确现阶段单井压裂规模为7.5万立方米压裂液,与之匹配的适宜井距是500米、层系纵向间距20米以上,先导试验采用立体交错“W”形井网开发,技术可行;明确O9油层最优靶层;形成多类型天然裂缝改造针对性措施;明确古龙压裂主体工艺参数为50%滑溜水、85%中大粒径支撑、段内少簇、25孔坡度极限限流射孔;明确控压生产工作制度,成功实现效益开发,产量从2021年的1.51万吨增至2023年的17.12万吨,2024年计划产油39万吨。

夹层型页岩油:率先实现规模效益开发

长庆油田副总经理牛小兵介绍,在陆相淡水湖盆页岩油成藏理论指导下,长庆油田通过一体化攻关,探明了我国首个10亿吨页岩油整装大油田,建成了国内首个百万吨级页岩油开发示范区,2023年产量270万吨,实现了夹层型页岩油规模效益开发。“十三五”资源评价鄂尔多斯盆地夹层型页岩油资源量为40.5亿吨,已提交三级储量18.15亿吨,其中探明储量12.56亿吨。

此外,纹层型页岩油取得了战略性突破,岭页1H井试获日产量116.8吨,累计产油超万吨,2022年提交预测储量2.05亿吨,预计资源潜力20亿吨。混积型页岩油攻关试验稳步推进,优选中低熟页岩油开展“水平井+电加热”原位转化先导试验,优选中高熟页岩油开展“水平井+体积压裂”试验攻关。

地质认识方面,多因素控制长7期形成具有纹层结构的沉积复合体,每米沉积纹层在1500~2000条;页岩层系成岩作用强,不同纹层微米级孔隙发育,长英质纹层孔隙半径1~5微米,黏土纹层孔隙半径20~120微米,页岩层系孔隙率在2%~10%,整体具有储集性,且脆性矿物含量高,页岩层系可压性好;有机质纹层与长英质纹层间存在烃类滞留-微运移,为滞留+微运移复合成藏,页岩层系整体含油性好。

技术创新方面,全面应用三维地震、精细测井、地质建模、空间地质品质评价技术,形成地质建模→压裂设计→现场实施与方案调整→压后评估深度融合一体化工作流程,推进体积压裂2.0迭代升级,三维“甜点”判识及精准压裂水平不断提升。

还在低压低气油比区块开展二氧化碳增能体压裂试验,15口井并均注入二氧化碳3320立方米,比井初期日产量提高2.6吨,半年累计产油提高280吨。

技术优化方面,立体式布井模式提高了储量动用程度。按照效益优先、多油层一次井网充分动用、单井控制储量最大化等原则,针对单油层、多油层叠置、注水叠置区、储量受限及靶前区储量,创建了4种布井模式,储量动用程度从50%大幅提高至85%。在储量受限区合H9、合H60平台,开展扇形井网开发试验,采用“变井距+变角度”分区精准改造,证实平台受限背景下具备开发潜力。

随着地质理论创新、工程技术进步,长庆页岩油仍具有较大增储空间,资源量有望突破100亿吨,其中夹层型可新增9.5亿吨,纹层型、混积型可新增59亿吨。



华东油气页岩油示范平台樊页1平台。沈志军 摄