

文章编号:1672-9854(2007)-03-0033-11

贵州黄平凹陷下古生界油气勘探潜力

赵泽恒, 薛秀丽, 张桂权

(中国石化南方勘探开发分公司研究院)



赵泽恒

摘要 黄平凹陷上震旦统—三叠系为碳酸盐岩与碎屑岩交互沉积,厚度达5 000~6 000 m,曾具有较好的油气成藏过程。主要有三套烃源岩,即震旦系陡山沱组黑色碳质泥页岩,为“好”烃源岩;下寒武统九门冲组炭质泥页岩和灰岩,以及下寒武统变马冲组—耙榔组泥页岩、炭质泥岩,均为“较好”烃源岩。含油气层主要为下寒武统九门冲组石灰岩、变马冲组—耙榔组砂岩、志留系翁项群二段砂岩和三段泥岩中的砂岩夹层。盖层分布广,厚度大,封盖性好。生储盖组合重复出现,油源、构造的配置关系很好,具有较好的油气保存条件。近期的浅层地震资料表明,虎庄背斜和鱼洞向斜分别是寻找深层天然气和浅层油气的远景构造。

关键词 黄平凹陷;古生代;烃源岩;油气成藏条件;油气勘探远景;油气潜力

中图分类号:TE122.11

文献标识码:A

赵泽恒 1954年生,高级工程师,石油地质专业;发表论文10余篇,代表作有《Situation and Prospect of Oil and Gas Exploration in Yunnan,Guizhou and Guangxi Provinces》。通讯地址:650200 云南省昆明市关上中路210号;电话:(0871)6143305

黄平凹陷位于贵州黔南拗陷东北角,属于黔南拗陷的一个一级构造带,东界为革东—西江断裂(F_2),西界为福泉—都匀断裂(F_5),北界为施秉—镇远断裂(F_1),南界为陕班(贵定—凯里)断裂(F_4);凹陷近菱形分布,东西最长约140 km,南北最宽约65 km,面积约3 850 km²(图1)。黔南拗陷共可划分为麻江凸起、黄平凹陷、长顺凹陷、贵定断阶以及安顺宽向斜五个一级构造单元。其中黄平凹陷划分为台江—雷山断隆推覆带和黄平断凹褶断带两个二级构造带;黄平断凹褶断带又分为镇远—翁项褶断带、施秉—虎庄低缓背斜带以及旧州—凤山断褶带三个更次一级的构造带。

黄平凹陷的油气勘探工作始于20世纪50年代,曾先后进行了油气地质调查、地层沉积相研究、油气成藏条件研究、地球物理勘探及钻探等一系列工作,并在虎庄、鱼洞、凯棠及翁项地区钻探

中深探井及浅井共计57口(图2),其中中深探井2口(黔山1井、庄1井),浅井55口(虎庄和鱼洞地区占了37口)。浅井一般深300~500 m,所钻达的最老地层是中—上寒武统娄山关群,除3口浅井以外,其余均不同程度地见到油气显示,其中有10口井经测试日产天然气几十至数千立方米及少量原油。虎47井日产天然气5 200 m³(S),并捞获原油2.3 t(O);虎23井日产天然气3 699 m³(S)。这些勘探成果表明,黄平凹陷生油岩热演化程度相对较低,生油条件好,油气资源丰富,且有油气聚集与成藏过程。该凹陷是黔南地区油气勘探的重点区块,发育有虎庄背斜、鱼洞向斜、翁项向斜及凯棠向斜四个主要构造,而且钻探成果证实虎庄背斜及鱼洞向斜是油气勘探最有远景的构造。目前在黄平凹陷又整体部署了浅井11口、浅层二维地震289.65 km,并已在实施钻探凯浅1、2、3、4等4口井。

收稿日期:2006-06-18



F₁ 施秉—镇远断裂; F₂ 革东—西江断裂; F₃ 施洞—蔓洞断裂;
F₄ 陕班(贵定—凯里)断裂; F₅ 福泉—都匀断裂



1 地层及含油气性

黄平凹陷沉积了碳酸盐岩与碎屑岩交互的上震旦统一三叠系,厚度 5000~6000 m(图 3)。钻探揭示的主要含油气层位或油气显示层位为寒武系下统的九门冲组(E_1jm)石灰岩、变马冲组—把榔组(E_1b-p)砂岩及志留系翁项群第二段($S_{1-2}wx^2$)的砂岩和第三段($S_{1-2}wx^3$)泥岩中的砂岩夹层。

黄平凹陷地表出露的下古生界最老为寒武系,往上依次为奥陶系下统、志留系中一下统(图 2)。奥陶系中—上统、志留系底部为沉积缺失或后期剥蚀。现根据黔山 1 井(1989 年钻探)和庄 1 井(1979 年钻探,1991 年加深)所揭示的资料,将黄平凹陷下古生界地层及含油气性简述如下。

志留系中一下统翁项群($S_{1-2}wx$)灰、深灰色含钙质粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、石英砂岩不等厚互层,下部夹生物碎屑泥灰岩。砂岩、粉砂岩粒间孔隙含沥青、油苗及天然气,底界砾岩含软沥青与奥陶系不整合接触。视厚度 206 m。

奥陶系下统大湾组(O_d)以紫红色、灰白色含生物碎屑含泥质灰岩为主,局部夹薄层粉砂岩及粉砂质泥岩,底部含生物屑微晶灰岩。石灰岩缝合线、方解石晶间孔及裂隙含沥青。视厚度 106 m。

奥陶系下统红花园组(O_h)上部灰白色、灰绿色生物碎屑微晶灰岩;下部褐红色、灰色—深灰色粉—细晶白云岩。石灰岩及白云岩的裂缝、溶孔含沥青,虎庄背斜及鱼洞向斜钻井均发现油气显示。视厚度 135 m。

奥陶系下统桐梓组(O_t)上部灰色、深灰色微晶灰岩夹白云岩,中一下部紫色、浅紫色细晶白云岩,底为泥质及钙质白云岩。鱼洞向斜及虎庄背斜井下均发现油气层,天然气成分主要是甲烷。底界与寒武系假整合接触。视厚度 120 m。

寒武系中—上统娄山关群($E_{2-3}ls$)褐红色、灰色—深灰色粉—中晶白云岩,顶部含燧石,底部含浸染状沥青及泥质,裂隙发育。中一下部含沥青,有 4 处气测显示异常,天然气普遍以甲烷为主。视厚度 1405 m。

寒武系中统高台组(E_2g)上部浅灰色含钙质、泥质粉晶白云质灰岩,灰色、灰黑色含泥质白云岩;下部灰黑色微晶白云岩夹泥岩。白云岩裂隙、溶缝、晶洞局部含沥青。视厚度约 340 m。

寒武系下统清虚洞组(E_1q)上部灰黑色含泥质粉晶白云岩;下部为同色粉晶白云岩;底部绿色鲕粒灰岩。裂隙发育,普遍充填沥青,气测显示异常,成分以甲烷为主,少量乙烷、丙烷、丁烷及氢气、二氧化碳气。视厚度 95 m。

寒武系下统变马冲组—把榔组(E_1b-p)上部深灰色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩不等厚互层;中部绿灰色、灰白色钙质粉砂岩与钙质页岩互层;下部深灰色泥板岩、粉砂岩,板岩与变余砂岩互层;底部为紫色粉晶灰岩。气显示计有 7 个井段,以甲烷为主,少许乙烷、丙烷、氢气、氮气及二氧化碳气。视厚度 610 m。

寒武系下统九门冲组(E_1jm)上部灰色—深灰色粉晶灰岩;下部深灰色、灰黑色泥岩、板岩、炭质泥岩夹泥质粉砂岩;底部黑色硅质灰岩。该组多处含沥青,灰岩缝合线、晶洞、裂隙及粉砂岩有较富天然气显示,是本区主要目的层,其底界与震旦系假整合接触。气测显示普遍,以甲烷为主,乙烷少许,局部井段有丙烷、二氧化碳气、氮气、氩气、氦气等。视厚度 159 m。

震旦系上统灯影组(Z_2dy)上部灰绿色、绿灰色、灰色泥质白云岩,裂缝发育。见炭质沥青及天然气显示,沥青产于白云岩裂缝、缝合线、层间缝、晶洞及晶间孔等。视厚度 34 m。

震旦系上统陡山沱组(Z_2ds)中—上部绿灰色、深灰色含白云质泥岩,底部为泥岩夹泥质粉晶白云岩,局部含沥青。视厚度 14 m。

震旦系下统南沱组(Z_1n)上部灰绿色、灰紫色、紫红色杂色泥岩、板岩、砾岩;下部绿灰色—深灰色泥质粉砂岩、含砾砂岩、绢云母板岩。气测显示中等,以甲烷为主,乙烷次之,另有氮气及二氧化碳气,局部含沥青。视厚度 366 m。

需要说明的是,上述给出的视厚度为黔山 1 井和庄 1 井所揭示的厚度,而图 3 中给出的地层厚度为区域综合地层剖面厚度,因此两者并不相等。

2 油气成藏条件

黄平凹陷烃源岩主要为上震旦统陡山沱组(Z_2ds)及下寒武统中的黑色、深灰色泥质岩,其次为下奥陶统石灰岩、中一下志留统泥岩;储层主要为上震旦统灯影组(Z_2dy)白云岩、下寒武统九门冲组(E_1jm)石灰岩、中寒武统甲劳组(E_2jl)白云岩、下



图3 黄平凹陷地层综合柱状剖面图

奥陶统红花园组 (O_1h) 石灰岩、中一下志留统翁项群第一、二段 ($S_{1-2}wx^{1-2}$) 砾状灰岩及第三段 ($S_{1-2}wx^3$) 的砂岩,碳酸盐岩以晶洞、溶孔、裂隙为储集空间,砂岩以孔隙为储集空间;盖层主要为下寒武统及中一下志留统翁项群 ($S_{1-2}wx$) 泥岩。总体上看,生、储、盖组合配置较好。

2.1 烃源岩条件

2.1.1 烃源岩分布及丰度

2.1.1.1 上震旦统和下寒武统烃源岩

震旦系、寒武系可作为烃源岩者有陡山沱组、九门冲组、变马冲组—把榔组,岩性主要为黑色泥岩、页岩,九门冲组生烃岩还包括其上段的灰色、深灰色石灰岩。

陡山沱组 烃源岩厚度 0~176 m (图 4), 主要分布在黄平、余庆一线以东地区,以三穗上寨一带的烃源岩发育最好,厚度达 176 m,全为一套黑色炭质泥页岩。往西—西南方向减薄,至瓮安、麻江等地相变为白云岩、泥质白云岩及紫色泥岩为主,失去生烃能力。往北至余庆一带烃源岩减薄至 3~23 m。烃源岩有机碳含量在镇远、台江、三穗一带达 2.91%~7.41%,余庆、黄平、施秉一带亦达 1.71%~2.40%;二价硫含量 0.3%~1.59%,属盆地斜坡—盆地相还原性沉积环境,十分利于生烃。陡山沱组烃源岩达到了“好”的级别。

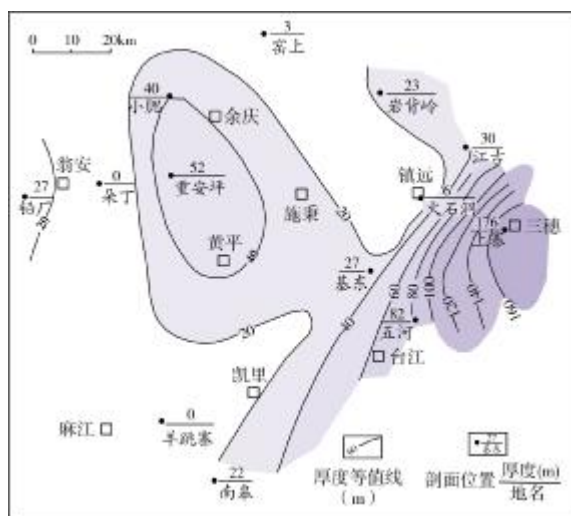


图 4 黄平凹陷上震旦统陡山沱组烃源岩等厚图

九门冲组 烃源岩分上、下两段:下段以炭质泥、页岩为主;上段以石灰岩为主,部分地区夹炭质泥岩。本组烃源岩西厚东薄,西部瓮安朵丁达 409 m,东部三穗上寨、台江五河及施秉一带厚 100~200 m 左右 (图 5)。烃源岩有机质含量在镇远、三穗及台江一带最高,达 4.68%~7.16%;余庆、瓮安、黄平、麻江等地也在 2% 以上,最高为 4.64%。这些地区均为“好”烃源岩。九门冲组碳酸盐岩的有机碳丰度指标虽然偏低 (一般在 0.1%~0.3%, 最高 0.8%) 但与国内有关地区对比,仍可达到“较好”级。

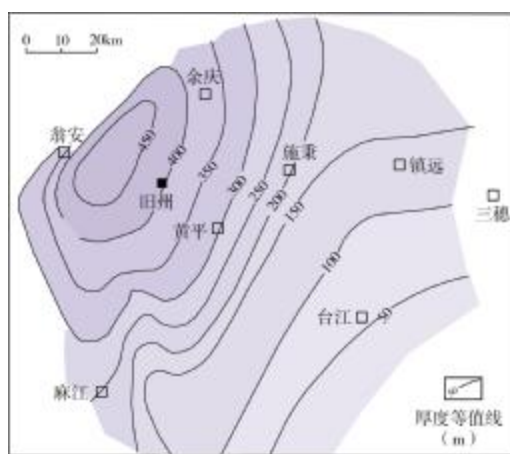


图 5 黄平凹陷下寒武统九门冲组烃源岩等厚图

变马冲组—把榔组 主要为一套灰—深灰色泥页岩和炭质泥岩,东部革东—西江一线夹深灰色薄板状灰岩。其泥页岩除本组下部相当于变马冲组炭质泥岩外,多以灰绿色泥岩为主,且多为砂质及灰质,生烃性能较差。厚度变化总趋势东厚西薄,南厚北薄,东部三穗一带厚达 800 余米,西部瓮安一带小于 200 m,黄平一带一般厚为 300~500 m (图 6)。有机碳含量以镇远、台江、三穗地区最高,一般为 1.02%~1.87%,为“好”烃源岩,瓮安、黄平、麻江地区较低,为 0.22%~0.74%,属“较好”烃源岩。两区的二价硫含量都较高,为 0.29%~1.55%,显示还原性环境。

2.1.1.2 下奥陶统及志留系烃源岩

下奥陶统大湾组中的灰绿色泥岩烃源岩厚 50~80 m,志留系翁项群灰绿色泥岩、泥灰岩及生物灰岩厚 190 余米,它们有一定的生烃能力。黄平地区现今浅层油气苗、沥青点的广泛分布可能主要来源于奥陶系、志留系烃源岩。



有机质丰度是生烃的物质基础,而有机质母质类型则是决定生烃效率的关键。通过干酪根的镜检和同位素等资料的研究,认为黄平地区寒武系的烃源岩有机质类型为 I 型干酪根,即腐泥型干酪根。在镜检中以无定型和藻质体(绿藻、蓝藻和疑原类)占绝对优势,干酪根的碳同位素集中出现在 $-33\% \sim -30\%$,明显显示出腐泥型有机质特征。

表 1 黄平地区沥青反射率

层 位	沥青反射率 (%)	干酪根中 沥青反射率 (%)	备 注
Z ₂ ds	3.9	4.47	全区
E ₁ jm	2.6	2.69	台江、三穗、凯里等地沥青反射率为 1.4% ~ 2.2%, 较其他地区低
E ₁ b+p		2.43	瓮安、余庆等地沥青反射率为 2.8%, 麻江等地为 3.9%

另外,从岩石热解分析中亦可看到,其最高热解

黄平凹陷下古生界除发育生油岩外, 储集岩也十分发育, 自下而上主要有上震旦统陡山沱组和灯影组白云岩; 下寒武统九门冲组上段石灰岩, 变马冲组一榔榔组 (E₁b+p) 中—上段砂岩; 奥陶系红花园组石灰岩, 大湾组泥灰岩; 志留系翁项群第三段砂岩。这些储集岩地表和井下均见有良好的油气显示, 表明曾有过油气的储集过程。

上震旦统灯影组白云岩在区内厚 26~45 m, 向西增厚。由于灯影期末硅质岩在海侵到来之前的暴露, 白云岩上段及顶部具较发育的溶蚀孔、洞、缝、晶间隙及裂缝, 成为储集空间。黔山 1 井岩心渗透率平均为 $(3.67 \sim 6.92) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。据庄 1 井 12 块白云岩岩心分析, 排驱压力为 10~40 MPa, 一般在 20 MPa 以上。在其以南的麻江、羊跳寨白云岩中值压力 48.53~162.15 MPa, 中值半径为 $0.0045 \sim 0.0151 \mu\text{m}$, 其压汞曲线及孔道分布直方图特征表明毛管压力曲线为中—细歪, 喉道半径分布较集中, 中值半径偏低。这反映灯影组白云岩具有高驱排、高中值压力, 低中值半径等特点, 这一储层具低孔、低渗及微喉特征。

九门冲组石灰岩储集岩在区域上西厚东薄(300~20m),区内庄1井厚61.5m,黔山1井厚46m,岩性为含泥、砂质的石灰岩。储集空间主要为晶间孔(5~10 μm)、晶间残孔(0.2~2 μm)、晶洞、晶间溶孔(0.3~2 μm)及晶内溶孔(0.02 \times 0.04 mm^2 左右),其次为层间缝、成岩缝、晶间缝、晶内缝、缝合线缝及各类构造缝(很发育)的充填残余空间。

这套储层岩石物性较差, 庄 1 井本层石灰岩孔隙度略大于 1%, 黔山 1 井同层 54 个样品测定孔隙率 0.36%~4.11%, 半数以上样品为 0.5%~1%。西南侧麻江基带一带本层石灰岩孔隙度 2.71%, 高压渗透率全部小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中约一半样品小于 $0.000\ 001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。庄 1 井本层岩石渗透率

$(0.000199 \sim 0.0425) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 黔山 1 井同层约 80% 样品小于 $0.00987 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大值 $4.87 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

值得一提的是,除石灰岩外,九门冲组下段泥质岩因发育裂缝也可成为储集岩。

2.2.3 下奥陶统红花园组石灰岩

在黄平凹陷各钻井中及露头上,均见本组与其上的大湾组瘤状灰岩晶洞—裂隙含油,虎 47 井经酸化后累计获原油 2.3 t,可见储集性良好。红花园组主要为生物碎屑强烈重结晶的石灰岩,呈微晶—隐晶结构、生物碎屑结构,上部结晶变粗成中—粗晶为主。厚度 83.22~98.70 m。一般孔隙度在 5%~10% 间,最高可达 18%;渗透率低,高压渗透率一般小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属微孔微喉储集岩。

2.2.4 下—中志留统翁项群第三段砂岩

这段砂岩储层在黄平凹陷含油、含沥青;井下(如虎 47、49、23 井等)产出数千立方米天然气,则表明其储集性良好。它在此区岩性为石英砂岩夹少量泥页岩,石英砂岩以细粒为主,中粒少量,含灰质极不均匀;厚 31.55~125.55 m。根据分析,井下平均孔隙度 1.34%~1.36%,地表平均 4.4%,并由东南向西北方向增高;镜下可见砂岩粒间孔,视面孔率 3%~12%。表明具有一定渗透能力,尤其在构造

裂缝发育带,其储集条件将变得更好。

2.3 盖层条件

区内主要盖层有下寒武统九门冲组泥质岩、变马冲组—杷榔组泥质岩^[1],中—下志留统翁项群第四段泥页岩,它们分别作为上震旦统灯影组白云岩、下寒武统九门冲组石灰岩及中—下志留统翁项群第三段砂岩(含翁项群一、二段砾状灰岩、生物灰岩、礁灰岩)等储层的盖层,其中 $S_{1-2}WX^4$ 还是区内的区域性盖层。它们组成区内下古生界三套储盖组合。

2.3.1 九门冲组泥岩

位于九门冲组下段,是一套致密的炭质泥岩。泥岩质纯,仅上部地层含少量云母碎片及粉砂。厚 112~116 m,向东略减薄。

据庄 1 井岩心资料,九门冲组泥岩的孔隙度平均 1.22%,渗透率 $1 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,突破压力 20.1 MPa,封闭系数 4.85(表 2)。据本区西侧麻江、羊跳寨同层样品压汞资料,泥岩的排驱压力 2.99 MPa,细歪度,孔喉以微喉为主,小于 $0.04 \mu\text{m}$ 者占 40% 左右。这些资料证实该组泥岩十分致密,其封闭高度可达 2428 m,属 II 类封闭良好型盖层^①。

表 2 黄平凹陷下寒武统九门冲组泥岩盖层数据

地区	岩性	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times \mu\text{m}^2$)	突破压力 (MPa)	中值半径 (μm)	封闭高度 (m)	封闭系数
庄 1 井	泥岩	1.22/(4)*	$1 \times 10^{-9} / (4)$	20.1/(2)	—	2428/(2)	4.85/(2)
麻江、羊跳寨	泥岩	3.57/(2)	$1.3 \times 10^{-9} / (2)$	2.996/(2) (排驱)	0.0028/(2)	—	—

*“()”中数字为样品数。

2.3.2 变马冲组—杷榔组泥岩

本组盖层主要为泥岩,中—上部夹少量粉砂岩、砂质灰岩、石灰岩透镜体,下部质纯。厚度一般 400~500 m,且东部较厚,可达 500~600 m(如庄 1 井本段地层厚 633.5 m,其中泥岩总厚度 529 m),西部较薄,为 139~194 m。黄平地区单个泥岩集中段一般可厚达 70~113 m。

据庄 1 井井下本组粉砂质泥岩物性资料,孔隙度为 0.73%,渗透率 $1 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,突破压力 13.25 MPa,封闭系数 3.2(表 3)。此外,黔山 1 井分析

结果,孔隙度在 0.37%~0.64% 之间,突破压力为 8.87~13.44 MPa,遮盖系数最低为 121%,气柱高度大于 785 m,封盖饱和度最低为 51%。麻江、羊跳寨本组粉砂质泥岩压汞分析后,其排驱压力为 0.47 MPa,中值压力 201.39 MPa,中值半径仅 $0.0036 \mu\text{m}$,细歪度,孔喉分布突出偏向微喉一边,其中小于 $0.01 \mu\text{m}$ 者大于 65%。综上可知,本组泥岩十分致密,孔、渗低,中值压力、突破压力高,中值半径小,封闭高度大,按盖层评价标准亦属良好盖层之列。

① 杨传中. 黄平凹陷油气保存条件分析. 贵州石油科研所, 1990.

表3 黄平凹陷下寒武统变马冲组—杷榔组泥质岩盖层数据

地区	岩性	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times \mu\text{m}^2$)	突破压力 (MPa)	中值半径 (μm)	封闭高度 (m)	封闭系数
黔山1井	含粉砂质泥岩	0.37~0.64	—	8.87~13.44	0.0036~0.0077	—	3.4~5.2
庄1井	粉砂质泥岩	0.73	$1 \times 10^{-9}/(4)^*$	13.25	—	1606	3.2
麻江、羊跳寨	粉砂质泥岩	3.55/(3)	$9 \times 10^{-7}/(3)$	0.47/(3) (排驱)	0.0036/(3)	—	—

* “()”中数字为样品数。

2.3.3 中一下志留统泥岩

构成良好盖层的主要是 $S_{1-2}wx^4$ 泥质岩, 但也不可忽视 $S_{1-2}wx^2$ 泥质岩(厚 24.2~152.2 m)的封盖作用, 闻名于世的翁项油泉即产自 $S_{1-2}wx^2$ 泥岩所夹的二层珊瑚灰岩中。翁项群第四段地层以泥质岩为主夹有灰质砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩等, 厚 123.5~511.5 m。

本组泥岩孔隙率为 3.58%~7.89%, 渗透率低, 一

般在 $(1.95 \sim 9.9) \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$ 间。据凯里—旁海的泥岩压汞资料, 本盖层排驱压力为 0.47~1.87 MPa, 中值压力 12.36~49.24 MPa, 中值半径 0.015~0.6 μm , 孔隙喉道半径集中于 0.01~0.15 μm (表 4), 属微喉范围, 表明本地层比较致密, 具好的封盖能力, 这已为钻井中见油气产出而证实, 如虎庄、鱼洞地区因这一盖层保存较好, 多口井有一定数量的油气产出。

表4 黄平凹陷中一下志留统翁项群泥岩压汞分析

地区	层位	岩性	排驱压力 (MPa)	中值压力 (MPa)	中值半径 (μm)	优势孔喉 (μm)
凯里—洛棉	$S_{1-2}wx^4$	泥岩	75.02	—	—	0.0025~0.004
凯里—旁海	$S_{1-2}wx^4$	泥岩	0.47~1.87/(4)*	12.36~49.24/(4)	0.015~0.6/(4)	0.01~0.15/(4)

* “()”中数字为样品数。

2.3.4 盖层埋藏深度

区内下寒武统两套盖层除东边雪峰隆起附近有部分暴露外, 绝大部分地区深埋地下。据大地电磁测深和庄1井的钻井资料, 九门冲组埋深多在 2 200~3 090 m, 变马冲组—杷榔组埋深多为 1 500~2 500 m 范围。西部埋深较大, 东部埋深相对较小。因此, 从埋深因素分析, 区内下寒武统两套盖层埋藏适中, 具有较好的封闭性, 均是较理想的盖层, 上部变马冲组—杷榔组的盖层条件则要更好。

综上所述, 贵州黄平凹陷的盖层具有分布广、厚度大、封盖性能好等特点, 如庄1井中产出高矿化度(氯根 32305×10^{-6} , 总矿化度 52.1 g/L) CaCl_2 型油田型水即是例证。

2.4 构造圈闭条件

黄平凹陷背斜、向斜构造俱全, 断层亦较发育, 虎庄背斜、鱼洞向斜、翁项向斜及凯棠向斜是本区的主要构造。从钻井及油气测试资料分析, 虎庄背斜是寻找深层天然气的主要构造, 而鱼洞向斜则是勘探

浅层油气的主要构造; 翁项向斜、凯棠向斜则因断层切割破坏, 油气多已散失, 勘探潜力较小。下面着重介绍虎庄背斜和鱼洞向斜。

2.4.1 虎庄背斜

虎庄背斜位于施秉—虎庄低缓背斜带^[2](图 1, 图 2), 轴向沿虎庄至新寨以北倾没, 长约 14 km, 宽 4~5 km, 呈 NE 向延伸, 为加里东期形成的古构造, 是个较完整的背斜圈闭。虎庄背斜构造有大坪、大冲两个高点(图 7), 主高点为大坪, 在两个高点上分别钻探黔山1井及庄1井两口深井, 均有天然气显示。

2.4.1.1 地腹地层

自前震旦系板溪群起, 由老到新有震旦系、寒武系、奥陶系下统、志留系中一下统翁项群、中—上泥盆统及下二叠统。除中—上奥陶统、上志留统、下泥盆统及石炭系沉积缺失外, 其他层系均为连续沉积。

2.4.1.2 目的层

根据庄1井及黔山1井钻探揭露, 天然气、沥青显示层位较多, 其中又以灯影组、九门冲组、杷榔

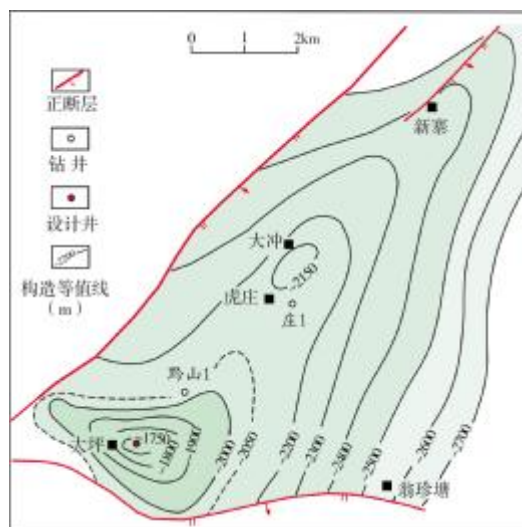


图7 虎庄背斜震旦系顶面构造等高线图
(据地震反射层 ϵ_1 底埋深资料编制)

组、清虚洞组、娄山关群、桐梓组等层位天然气显示最佳。因此,将灯影组至桐梓组作为虎庄背斜构造勘探目的层是合适的。黔山1井的气测显示异常,普遍以含甲烷为主,乙烷、丙烷、丁烷次之,少数层位还有氮气、氦气、氩气及二氧化碳气。九门冲组天然气甲烷含量40%~50%,最高达95%,重烃含量1.94%,干燥系数为49,可见是寻找天然气的有利地区。

2.4.1.3 生储盖组合

生油岩主要为上震旦统陡山沱组、下寒武统中的黑色泥岩及中一下志留统泥岩;储层主要为上震旦统灯影组白云岩、下寒武统九门冲组石灰岩、下奥陶统红花园组石灰岩及中一下志留统翁项群第三段砂岩;盖层主要为下寒武统及中一下志留统翁项群第四段泥岩。总的来看,虎庄背斜的生、储、盖组合配置较好。

2.4.1.4 圈闭特性

虎庄背斜构造位于黄平凹陷南部,是一个较完整的隐伏圈闭。背斜两翼地层倾角较平缓,东翼倾角小于 16° ,西翼小于 9° ,属加里东期古隆起并于燕山期最终形成,是加里东期至海西期断隆上的继承性背斜^[3]。虎庄背斜闭合面积 39 km^2 ,闭合高度650 m。大坪高点以震旦系顶面作构造图,最高海拔为 -1750 m ,按 -2050 m 构造等高线计,闭合面积约 9 km^2 ,闭合高度300 m(图7)。

另外,虎庄背斜发育的断层,走向主要为NE—NNE向,少数NW向及EW向。但垂直断距均小于300 m,断层长度小于10 km,而且多发育在背斜周边。因此,对构造圈闭不构成什么影响,同时对背斜圈闭内的天然气封闭性也不可能造成破坏性的影响。

2.4.2 鱼洞向斜

鱼洞向斜位于虎庄背斜之西北(图2),轴向NE,轴长数千米,宽2~3 km。沿向斜近轴部发育走向NE、倾向SE的樟木树及桐木树正断层,向斜两翼倾角较缓。

2.4.2.1 地腹地层

地腹钻井最老只达桐梓组,由老到新为:下奥陶统桐梓组、红花园组、大湾组,中一下志留统翁项群,上泥盆统望城坡组(D_2w)、尧梭组(D_2y),中泥盆统独山组(D_2d)及下二叠统。本区缺失中—上奥陶统、上志留统、下泥盆统及石炭系。

2.4.2.2 目的层

主要为下寒武统九门冲组上段石灰岩,变马冲组—杷榔组中—上段砂岩;奥陶系红花园组石灰岩;志留系翁项群第三段砂岩,埋深多在3000 m以上,这些层段地表和井下均见有良好的油气显示,表明曾有过油气的储集过程。

九门冲组石灰岩、奥陶系石灰岩储集空间为晶洞、孔隙及各种裂缝,岩心观察以孔隙—裂缝型为主,具有较好的储集性能。 $S_{1-2}WX^3$ 粉—细粒石英砂岩中的粒间孔是含油砂层的主要储集空间。

2.4.2.3 生储盖组合

本区奥陶系、志留系中泥岩、钙质泥岩、生物灰岩生油,石灰岩、白云岩、砂岩、粉砂岩储油。在通常情况下,下面的泥岩生油,其上的碳酸盐岩及砂岩为储集层,上覆的泥岩又是良好的盖层。如此多次重复出现,形成自然的生储盖层良好组合。下奥陶统碳酸盐岩,溶孔、裂缝、裂隙及晶洞发育;翁项群的砂岩、粉砂岩孔隙发育,渗透性较好,均适合油气储集,可望找到中型油气藏。

2.4.2.4 封闭特性

鱼洞向斜最新地层为下二叠统,覆盖面积约 100 km^2 ,地层产状平缓,主要发育两条正断层,为燕山期形成的构造格局。本区发育的正断层虽属张性,

但断距不大,对油气有遮挡封闭作用,可能形成断层遮挡油气藏。本区局部可能还有岩性圈闭,虎48

井、虎47井、虎49井钻探过程中或测井时有较好的油、气显示就是例证(图8)。

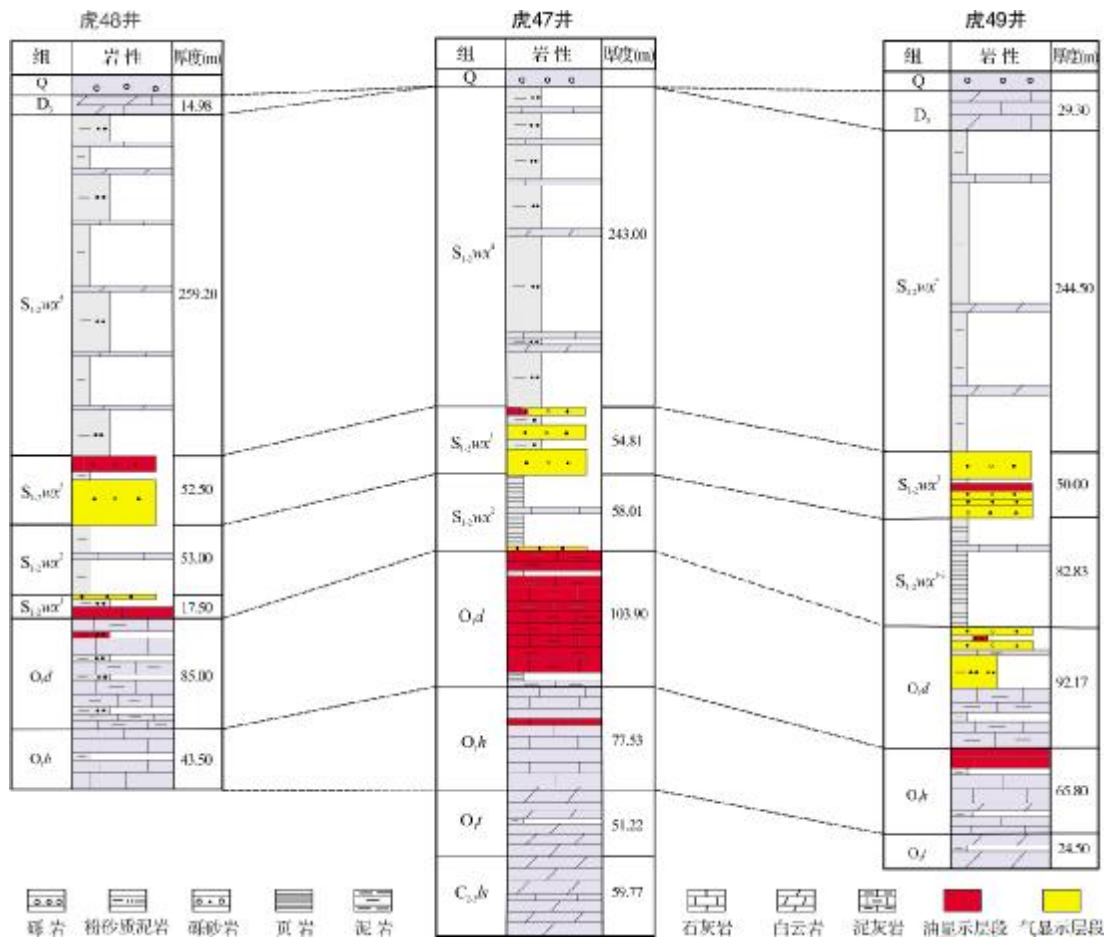


图8 鱼洞向斜钻井油气显示柱状对比图

3 油气勘探潜力分析

在总结已有资料的基础上笔者认为,黄平凹陷应首先考虑在虎庄背斜的大坪高点及鱼洞向斜的鱼洞附近部署探井以了解地腹油气藏规模大小。

3.1 虎庄背斜

过去在虎庄背斜上钻有庄1井及黔山1井,两口井都从翁项群开孔,终孔层位分别为震旦系南沱组(Z_n)和前震旦系板溪群(P_{tb}),井深分别为3131m及3505m,在目的层九门冲组石灰岩段均发现较好天然气显示。从图7可知,黔山1井距大坪主高点约1km,低于主高点约300m;庄1井离主高点更远。根据油气水规律,背斜最高部位富集天然气,向下依次

为油、地下水。因此,如果在大坪主高点部署探井,从泥盆系开孔,以奥陶系、寒武系、震旦系为目的层,钻至与黔山1井相关的层位,可望找到规模可观的天然气藏。

3.2 鱼洞向斜

鱼洞向斜烃源岩演化程度低,生储盖组合好,搭配适中。由于都匀运动出现的整体抬升,促使下奥陶统大湾组、红花园组地层遭剥蚀,形成了奥陶系碳酸盐岩侵蚀面,石灰岩出现明显而又不均一的溶蚀孔洞缝,改善了石灰岩的储集性能,成为良好的侵蚀面之下储渗体。在前期钻探的浅井中均发现较好的油气显示,如虎47井于翁项群砂岩中获日产天然气5205m³,在下奥陶统大湾组泥灰岩中获原

油 2 300 kg。这说明鱼洞向斜地腹奥陶系、志留系有丰富的油气储集,是油气勘探有远景的构造。但是鱼洞向斜志留系翁三段砂岩储层厚度变化大,非均质性强,且具低孔低渗及裂缝性特征;油、气、水显示层在纵向和横向上变化较大;奥陶系溶蚀缝的缝洞储层研究程度还很低。

4 结 论

黄平凹陷生油岩热演化程度低,生油条件好,油气资源丰富。上震旦统和下寒武统中不仅有大量油气生成,且有油气聚集成藏的过程。

油气显示纵向上层位多,主要分布于志留系翁项群三段砂岩、志留系与下奥陶统不整合面附近及下奥陶统红花园组生物碎屑灰岩中,储集层以裂缝—孔隙型或裂缝—孔洞型为主。

鱼洞向斜地腹的断层,断距小于储层之上的盖层厚度,上盘的盖层可对储层起封闭遮挡作用。

储层与盖层均形成于 E_1-S_{1-2} 生油岩生油高峰之前,与油源、构造的配置关系很好,具有较好的油气保存条件。虎庄背斜及鱼洞向斜是油气勘探最有远景的构造,虎庄背斜是寻找深层天然气的主要构造,鱼洞向斜则是勘探浅层油气的主要构造。

参 考 文 献

- [1] 胡惟元,袁洪. 黔东下古生界区域盖层与找气前景[J]. 贵州地质,1995(1):56-60.
- [2] 何丰胜,杜定权. 凯里虎庄背斜的构造特征及油气保存条件分析[J]. 贵州工业大学学报,2001(1): 20-23.
- [3] 余开富,王守德. 贵州南部的都匀运动及其古构造特征和石油地质意义[J]. 贵州地质,1995(3): 225-232.

编辑:吴厚松

Hydrocarbon Potential of Lower Paleozoic Formations in Huangping Sag

Zhao Zeheng, Xue xiuli, Zhao Peirong

Abstract: There are 5000~6000m thickness of alternated Upper Sinian-Triassic carbonate rock and clastic rock in Huangping Sag, in which a large scale of hydrocarbon migration and accumulation took place during historical periods and abundant hydrocarbon resources can be supplied for Central Guizhou Uplift and its adjacent areas. Based on the comprehensive analysis and study on geologic structures, strata and its hydrocarbon-bearing property, hydrocarbon accumulation conditions, geophysics and drilling data, there are three sets of main source rocks, which are Sinian Doushantuo black carbonaceous shale (belongs to "good" source rock), Lower Cambrian Jiumenchong carbonaceous shale and limestone, and Lower Cambrian Bianmachong-Balang shale and mudstone (belong to "relatively good"). The hydrocarbon-bearing reservoirs are Lower Cambrian Jiumenchong limestone and Bianmachong-Balang sandstone, and mainly Silurian Wengxiang sandstone interlayers near the Silurian/Lower Ordovician unconformity. There are several Paleozoic caps, some of which are thick and wide-distributed. Hydrocarbon source is well matched with traps. The shallow seismic data available recently have further proved that some prospecting structural traps, such as Huzhuang anticline and Yudong syncline, exist in this area.

Key words: Paleozoic; Source rock; Condition of hydrocarbon accumulation; Hydrocarbon potential; Oil and gas exploration; Huangping Sag

Zhao Zeheng: male, Senior Geologist. Add: Exploration Institute of Southern Branch Company, SINOPEC, 210 Guanshang Zhong Rd., Kunming, Yunnan, 650200 China