

蜀南地区茅口组气藏气水分布特征及其控制因素

桑 琴¹ 未 勇¹ 程 超¹ 黄 静¹ 吕宗刚² 吴昌龙² 彭祚远²

(1.西南石油大学资源与环境学院,四川 成都 610500;2.中国石油西南油气田分公司蜀南气矿,四川 泸州 646001)

摘要:蜀南地区位于四川盆地南部,勘探面积为 $5.03 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。该区茅口组为一套碳酸盐岩沉积,基质岩块具有低孔低渗的特征。在对工区地质、钻井、生产等资料分析和总结的基础上,对气水关系的复杂性进行了探讨,认为复杂的气水关系表现为:同一背斜构造范围内无统一的气水界面;同一缝洞系统也通常存在多个气水界面;一些缝洞系统在开发过程中经历了产纯气、气水同产、产纯气到再次气水同产等多个反复过程。根据气藏储层特征、开发动态和地层水演化分析,归纳出 3 种气水分布模式:似构造圈闭的整装气藏类型,背斜-缝洞复合圈闭类型,缝洞圈闭类型,并以宋家场、荔南桐、荷包场茅口组气藏为例加以说明。结合地质背景分析认为,不同的岩溶区域的水动力条件是控制气水分布的决定因素;构造运动控制了气水分布的调整;流体势特征指示了水体的活跃程度。

关键词:蜀南;茅口组;气水分布;模式;控制因素

中图分类号:TE122 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2012)03-0634-11

蜀南地区是中国重要的天然气产区之一,天然气广泛赋存于茅口组古岩溶储层之中。自 1938 年圣灯山茅口组气藏钻探以来,累计发现茅口组气藏 212 个,上报探明地质储量 $699.24 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中 97.6% 为有水气藏。地层水水体的大小和储存方式是影响采收率的重要因素之一^[1],气水分布是天然气勘探和开发过程中的关键问题^[2]。近年来,前人对苏格里气田石盒子组^[3-5],子洲气田山西组^[6-7],川中气田须家河组^[8-9]和川东气田石炭系^[10-11]等地域的气藏气水关系进行了较为深入的研究,取得了丰富的研究成果。然而,对蜀南地区茅口组气藏的气水分布规律却很少进行专门的研究。本文在已有成果的基础上,结合地质、钻井、生产等资料,对该区茅口组气藏的气水分布模式、形成机理及控制因素进行综合分析,为今后进一步的勘探和开发提供科学依据。

1 地质背景

蜀南地区位于四川盆地南部,北起资中、铜梁地

区,南抵长宁、赤水一线,西达仁寿、井研一带,东至中梁山、同福场地区。地处自贡、宜宾、乐山、内江、泸州和重庆市境内,涵盖川西南低陡断褶带、川南低陡断褶带、川中平缓断褶带南翼 3 个构造单元,工区面积约 $5.03 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。早古生代末加里东运动将四川盆地抬升为陆,形成北东向的乐山—龙女寺古隆起,使地层遭受剥蚀,泥盆系、石炭系在四川盆地主体缺失^[12]。二叠纪前的云南运动,形成了由不同地层组成的准平原化基地,海水广泛入侵自下而上沉积了下二叠统梁山组、中二叠统栖霞组和茅口组。

中二叠世末茅口期蜀南地区处于浅海碳酸盐岩台地相,以碳酸盐岩和泥页岩沉积为主,自上而下分为茅一—茅四 4 个岩性段(图 1)。茅一段为深灰色含泥生屑泥晶灰岩、含生屑细粉晶灰岩夹黑色页岩,具明显眼球状构造,泥质含量上下重,中部少,生物以瓣鳃、腹足、绿藻、有孔虫为主。茅二段为灰色厚层块状泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩,有时含少量泥质,下部有燧石结核,生物以介形虫、腕足、绿藻、红藻、有

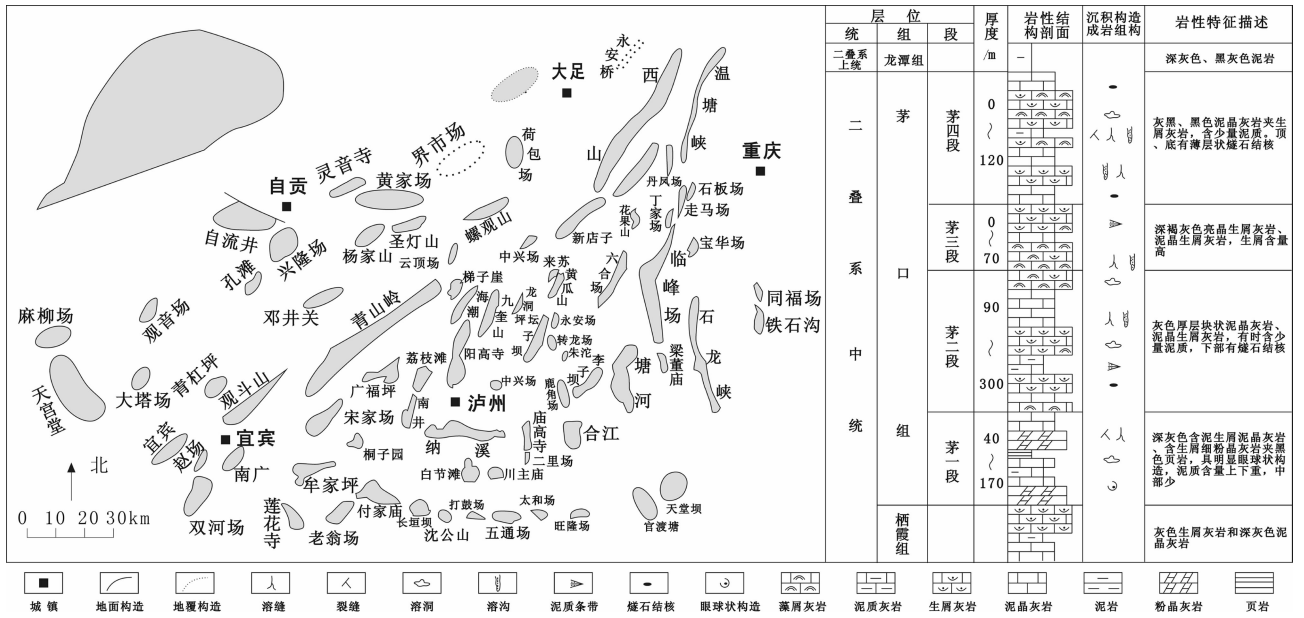


图 1 研究区地质概况图
Fig.1 Geological characteristics of the study area

孔虫为主。茅三段为深褐灰色亮晶生屑灰岩、泥晶生屑灰岩,生屑含量高,生物以腹足、有孔虫、红藻为主。茅四段为灰黑、黑色泥晶灰岩夹生屑灰岩,含少量泥质,生物以绿藻为主,次为钙藻、裸海松藻和粪粒等。生屑含量上、下低,中间高,顶、底有薄层状燧石结核。

中二叠世末的东吴运动使该区地层广泛抬升,形成泸州古隆起锥形,其顶部遭受长期风化剥蚀,发育古风化壳岩溶,其上为龙潭组所覆盖。后来盆地内又发生了印支运动、燕山运动,但并未对盆地构造造成明显改变。直到强烈的喜山运动以后,盆地构造才基本定型,并形成了大量的地表和地覆构造,如庙高寺、灵音寺、界市场、杨家山构造等(图 1)。

蜀南地区茅口组气藏烃源岩为中二叠统本身,为自生自储^[13-14]。储层类型为“裂缝-溶洞型”、“裂缝-洞穴型”,储渗空间为构造裂缝和岩溶洞穴相互连通组成的缝洞系统,溶孔、溶洞是气藏的主要储集空间,裂缝是气藏的有效渗滤通道。盖层为上二叠统龙潭组泥岩。

2 气水分布特征

2.1 复杂的气水关系

根据岩心物性资料统计,茅口组孔隙度 0.01%~14.99%,平均为 1.01%,小于 1%占 71.49%,大于 3%

占 4.68%; 渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu m^2$ 占 86.69%,大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu m^2$ 仅占 6.38%。基质岩块岩性致密,总体表现为典型的低孔低渗的特征,基本上不具储渗意义,构成了缝洞系统之间的隔档或分隔岩体。缝洞储层的严重非均质性导致了气藏性质的复杂性。茅口组气藏多为多裂缝系统的有水气藏。裂缝系统不完全受构造控制,也不受地层层位的控制,井间连通性差别大。气水关系极为复杂,无统一的气水界面,且海拔高度差异较大,部分气藏即使在同一构造下也会出现低部位产气,高部位产水的情况,呈现出不规则的气水体分布现象。

在常规气藏中,由于重力分异作用,地层水下渗聚集于构造低部位,而天然气则在构造高部位聚集,气水之间的界面往往控于构造的高低起伏,表现为在同一构造上通常具有统一的气水界面。茅口组缝洞气藏中气水关系的复杂性首先表现为同一背斜构造范围内无统一的气水界面。气水分异在缝洞系统内部进行,不同缝洞系统之间的不连通性导致了气水界面的不同,因此,同一背斜构造范围内无统一气水界面。合江构造北高点的试气结果最具典型,构造高部位的合 11 井、合 16 井测试产大水无气,合 24 井较合 11 井低 113 m,较合 16 井低 38 m,投产后即气水同产,较合 11 井低 85 m 的合 22 井亦气水同产,剖面上可见气在下,水在上,气水关系杂乱。

其次,即使同一缝洞系统,即有生产证实的有压力连通关系的独立气藏中,也通常存在多个气水界面。如纳溪构造纳6井系统,包括纳6井、纳33井和纳43井,纳6井在茅二a井深2 336~2 338.25 m(产层中部海拔-2041.5 m),放空后气水同喷;纳33井在茅二a井深2 336~2 355 m(产层中部海拔-1 999.4 m)井漏产气水;纳43井在茅二c井深2 240.18~2 466.57 m(产层中部海拔-2 164.2 m)井漏产气带雾状水。可见,该气田缝洞系统气水界面高差最大可达160 m以上,同一系统中的3口井具有不同的气水界面。

开发过程中气水产出的复杂性更为独特。一些储量较大的单井缝洞系统气水产出过程经历了产纯气、气水同产、产纯气到再次气水同产等多个反复过程。如寺47井位于庙高寺构造主高点断上盘,缝洞发育产层茅二c。1977年7月5日投产,投产时即为气水同产,日产气 $49.27 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水 $106 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。投产到1981年4月为气水同产阶段,产水量从初期的 $110 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至后期 $0.4 \text{ m}^3/\text{d}$,产气量也有所下降,但从1979年5月开始保持在 $(4\sim 7) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,油套压初期下降较快,后期又有所回升。1981年5月—1986年4月为不产水产纯气阶段,压力明显回升,气量也略有增加,日产气量由 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 增至 $9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 再降至 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,阶段采气 $1.083 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。到1986年5月又进入气水同产阶段,之后间歇生产,产气量较低。截止2011年4月该井累计产气 $2.84 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产水 $11.42 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

2.2 气水分布模式

根据对茅口组气藏储层特征、生产动态的分析,结合地层水演化的分析,归纳总结出3种气水分布模式,并分别以宋家场、荔南桐、荷包场茅口组气藏为例说明。

2.2.1 似构造圈闭的整装气藏类型

此类气藏在构造的主高点或次高点,普遍表现为一般边水型和一般底水型,即连续式底部气水分布和连续式边部气水分布。气水界面主要看气藏高度及溢出点。这种气藏水侵特点主要表现为边部或者底部水侵。边水是指如果气藏储集层厚度不大,或构造倾角较陡,气藏的高度大于储集层的厚度,天然气充满构造的高部位,地层水围绕在气藏的四周^[15]。一般情况下,边水井一般位于构造的低部位,在开发过程中,边水水侵的显著特征是具有边水的井随着邻近

气井的产量增大而压力下降,近邻边水的气井在生产过程中具水驱特征。气井具有一段时间的无水采气期,地层水横向侵入,气井见水后产量变化明显^[16]。底水是指气藏高度小于储集层厚度时,天然气聚集于圈闭顶部,气藏下部全为水^[15]。底水水侵除具有边水水侵特征外,还可以指进和锥进两种方式上侵入气藏。指进是地层水通过裂缝等渗流通道,整体以同一气水界面向上侵入。锥进是当延伸至水层的裂缝系统非常发育时,底水沿裂缝上窜,宏观上呈水锥推进。底水水侵一旦出水,意味着气水界面已经接近气井,水量将急剧上升,导致气井的迅速水淹,气井产量大幅下降甚至停产。

宋家场气田茅口组气藏截止2008年底累计完钻井18口,获气井10口。构造为两翼产状不对称的背斜,有一主高点和两个被断层切割的小高点,构造内断层发育,断层走向与构造长轴斜交。高产井主要位于主高点上。开发动态资料表明,宋7井投产气水同产,1个月水淹,宋11井测试气水同产,宋10井是水井,证实宋7井、宋11井钻遇气水界面附近,宋10井钻遇气水界面以下。气井投产前压力与海拔深度关系(图2)显示压力梯度在-2 550 m处出现交叉点,意味茅口组气藏在原始状态下可能具有统一气水界面,气水界面海拔大致为-2 550 m。根据气井测试资料分析,在构造高点沿长轴范围内的各井均产工业性纯气,较低部位宋7井是气水同产井,宋11井测试产水,低部位宋10井为水井,整体上看原始出水主要位处构造低部位。开发过程中具有由低到高逐渐水侵的总趋势,在主高点上西北部宋9井1980年4月10日最先见地层水,次高点鞍部宋15井1982年3月投产见地层水;继而次高点高部位宋8井1984年11月29日见地层水,最后是主高点的宋2和宋1井先后见水。研究认为,宋家场茅口组气藏是典型的具有统一气水界面的整装气藏。

2.2.2 背斜-缝洞复合圈闭类型

在背斜构造背景下,存在着多个由致密灰岩隔断的缝洞圈闭系统。在每一个封闭的缝洞系统里面具有一个的压力系统和独立的气水界面,其气水分布,气水界面完全不同,形成不连续聚集的、不同气水界面的、不同水侵方向及大小的气水体分布。储集体内部缝洞空间配置的非均质性、致密岩体的上凹下凸是造成同一缝洞单元多个气水分布形式的主要原因,岩性或物性的差异将同一系统中的流体分成

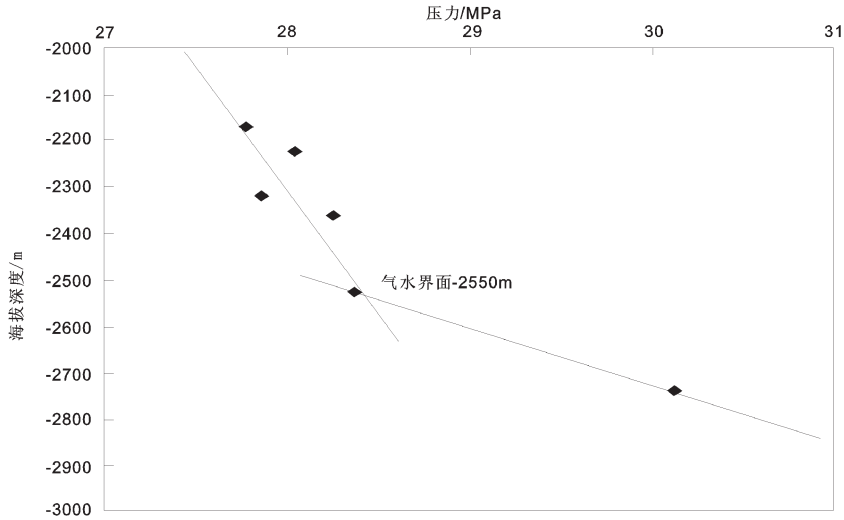


图 2 宋家场茅口组气藏气井地层压力与深度关系图

Fig.2 The relationship between formation pressure and depth of Maokou gas reservoir in Songjiachang area

两个或多个空间单元,各空间单元为同一底水或边水衬托的气水共存格局,形成了不连续的气体和水体分布,即隔气式、隔水式及其组合式气藏^[7]。陈立官等 1984^[7]在研究蜀南地区茅口组缝洞型气藏时明确指出除因保存条件不好天然气已散失的少数气藏外,绝大部分缝洞型气藏气水共存,强调隔气式气驱是地层水产出的主要驱动能量,即地层水的产出主要依靠水体上方分隔的未开发储气空间的天然气膨胀驱动。

荔南桐气田属于川南低陡褶皱带,华蓥山断裂带断上盘,褶皱强烈,断层发育。区块茅口组气藏可划分为 4 个主要的裂缝圈闭系统,即荔 2 井系统、井 2 井系统、井 4 井系统、桐 4 井系统。荔 2 井裂缝系统位于荔枝滩构造主高点,位于构造较高部位荔 6 井经历 1 年无水采气期后见地层水,构造较低点的荔 2 井(产中海拔-1 610.62 m)、荔 002-X1 井测试见地层水,投产气水同产,水量较大。荔 002-X1 井 2006 年 12 月投产后在低部位连续排水采气,改善了整个裂缝圈闭气水关系,使水淹井荔 2、6 井复活产纯气,说明其位于气水界面以下。从而证实,荔 2 井区地层水活动与气井产中海拔有关,该系统原始状态下可能存在统一的气水过渡带,裂缝系统气水界面在-1 610.62 m 附近。井 2 井裂缝系统井 2 井(产中海拔-2 137.31 m),1975 年 9 月 26 日投产,有 5 年无水采气期;井 9 井(产中海拔-2 304.57 m)

1977 年 10 月 10 日测试气 $38.03 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、产水 $56.64 \text{ m}^3/\text{d}$ (气大水大),而该裂缝圈闭完钻时间较晚的井 17(产中海拔-2 230 m)、井 26 井(产中海拔-2 298 m)测试就产地层水,且水量较大。推测该裂缝圈闭井 2 井产中位于气水过渡带以上,井 9 井产中-2 304.57 m 位于气水界面附近。

井 4 井裂缝系统井 4 井(产中海拔-1 780.6 m)1973 年 6 月测试产气 $47.25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、产水 $6.72 \text{ m}^3/\text{d}$ (气大水小);井 22 井(产中海拔-1910.21 m)比井 4 井产中海拔低 129.61 m,1992 年 9 月时测试气 $5.87 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、产水 $106 \text{ m}^3/\text{d}$ (气小水大)。推断该裂缝圈闭原始状态下气水界面-1 910.21 m。桐 4 井裂缝系统构造顶部的桐 4、桐 8、桐 13 井测试不产水,且均有一段时间的无水采气期,分别为 9 年、13 个月、21 个月。构造边部的桐 15 井产中海拔-2325.96 m,1978 年 10 月 13 日测试产雾状地层水;桐 7 井 1979 年 7 月 25 测试产地层水,见水层位海拔-2 636.42 m。推测气藏气水界面-2 636.42 m。可见,4 个裂缝系统气水界面完全不同,水侵特征各异。

此外,据生产动态和测试综合分析,荔 2 井、井 4 井、井 2 井裂缝系统具有类似底水的特征,底部地层水沿断层、裂缝由下而上地进行水窜,表现为构造高部位气井往往先受影响,具横侵型水侵模式特征。桐梓园裂缝系统边水比较活跃,沿断层、裂缝从边部到高点逐渐侵入气藏。随着开采的进行,气水关系逐

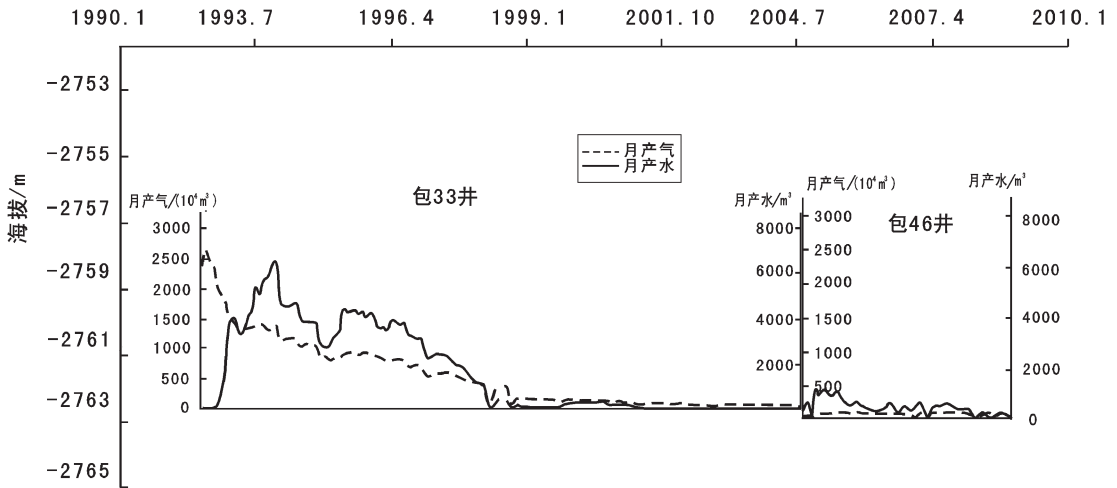


图3 包33缝洞系统气水产量变化与产层海拔关系图
Fig.3 The relationship between the gas/water production change and pay altitude of Bao-33 fracture-cave system

渐变复杂。

2.2.3 缝洞圈闭类型

缝洞圈闭属于岩溶气藏,它的存在与背斜无关,其四周被致密灰岩控制,形成一个独立缝洞圈闭系统,可出现在向斜边缘。该类气藏的地层水与古地层水有关,且水体有限,没有二次分配的水。

荷包场气田位于重庆市荣昌及大足县境内,属川东南斜坡高陡构造带,地面构造为一由西南向北东方向下倾的缓褶单斜。包33裂缝系统是典型的缝洞圈闭,地处河包场阳顶鼻状构造包3断层西端上盘。包33井1992年7月投产,初期生产油压45.57 MPa,生产套压31.5 MPa,月产气量达到 $2.695 \times 10^4 \text{ m}^3$,1992年12月见水,月产水量由 1.471 m^3 上升到 6.585 m^3 ,之后产气量和产水量均大幅下降,月产气量逐渐下降至 $1.000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以下。后期间歇生产,产气量较小时不见水。截止2009年8月,包33井累计产气 $7.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,产水 $23.18 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

包46井为包33井的补充井,于2004年9月投产,此时缝洞系统内压力已经较低,依靠气举放空恢复生产。测试虽产纯气,但投产即气水同产,初期生产油压3.2 MPa,生产套压6.2 MPa,最高日产气 $7 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水30~40 m^3 ,包46井生产较稳定,气井长期保持气水同产。截止2009年8月,累计产气 $0.45 \times 10^8 \text{ m}^3$,产水 $2.98 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

系统气水产量变化与产层海拔关系表明(图

3),包33井井孔储层位置距气水界面较远,测试高产纯气,但由于初期配产大,底部水体上侵速度过快,气井见水后产量下降。水体侵入气层能力有限,在气井配产较小时产水量明显较少,锥进水体退回,气井产纯气,这一方面与包33井井孔钻遇位置气体能量充足有关,另一方面也与水体大小有关。同时,包33井早期见水后虽然产气量和产水量都在下降,但产水量下降速度稍高于产气量下降的速度,这与一般情况气井水侵时的气水比明显不同,说明缝洞系统底部水体并不是很大,并且供水区可能存在一定的低渗透阻隔,水体产出能力有限。生产后期小产量间歇生产时水体产出不连续也可说明水体不大。综合分析认为,包33缝洞气藏为典型的缝洞圈闭气藏。

3 气水分布控制因素

茅口组沉积时期,由于海域广阔,水体循环良好,地层中的孔隙水基本为正常海水,随沉积和成岩作用出现一定经改造的残余海水的特征。东吴运动时期,茅口组抬升剥蚀,沉积期形成的孔隙水被大气淡水 and 地表水渗入替换为低矿化度水。龙潭组沉积后,部分溶洞和溶沟被充填,随着上覆地层的加厚,发生机械压实,排出孔隙水。随着埋藏深度和压力的增加,有机质成熟和裂解产生了大量的有机酸、二氧化碳及硫化氢等气体。它们一方面改变原有了的孔隙水性质,另一方面使地层水变得相对于碳酸盐岩

不饱和而产生少量的溶解作用,同时高裂解产物沥青充填一部分溶洞,温压的改变还可能形成次生方解石的充填,但对茅口组形成的古岩溶并无较大的影响。据油气演化分析,茅口组烃源岩在上三叠统须家河组沉积后进入生油门限,侏罗纪末达到成油高峰期,至白垩纪末石油全部裂解为气^[18],该阶段是油气生成、运移、聚集和油转化气的重要时期。故喜山期以前,天然气已聚集于茅口组古岩溶缝洞当中,烃排水作用使缝洞中的气水发生了重力分异,这种条件下形成的气水界面在同一缝洞系统内应较为统一,其与现今复杂的气水分布现象区别甚大。因此认为,喜山期的强烈构造运动,最终促成了复杂的气水分布现象。以下从最重要的 3 个方面来探讨影响气水分布的控制因素。

3.1 不同岩溶区域的水动力条件是决定因素

在古地貌恢复和古岩溶流域水系分布研究的基础上,结合茅顶溶蚀特征,局部地形、地势的展布,钻井、测井等资料,把古岩溶地貌分为岩溶台地、岩溶斜坡、岩溶盆地 3 种地貌单元^[19](图 4)。不同的地貌

单元,水动力条件各不相同,控制着岩溶水作用的深度、范围及强度,缝洞系统特征亦有明显差异,是影响气水分布的关键因素。

岩溶台地在古地貌中地势较高,地层剥蚀强度最大。位于古岩溶流域分水岭地带,属大气降水的补给区,地表水系不发育,大气降水主要以垂向渗流形式向洼地、谷地、落水洞汇流至地下,最后以分散状向四周排泄。表层岩溶带和垂直渗流岩溶带发育,水平径流岩溶带欠发育。地层水以垂向运动为主,主要发育垂直—近于垂直的溶沟、溶缝和溶洞,不成片分布,非均质性严重。如遇到 $MgCO_3$,则岩溶扩展,形成串珠状的岩溶带,甚至可形成大型的洞穴。岩溶台地由于遭受强烈的剥蚀,不利于岩溶储层的保存,且形成的溶蚀空间多被钙泥质充填,所以岩溶作用虽然较强烈,但保存程度一般。地层水中含有大量的 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} ,矿化度较小。如果没有大的断裂带穿过岩溶带,则水体不活跃,水侵量较小,水体有限。

岩溶斜坡位于岩溶台地的边缘,可分为岩溶陡坡和岩溶缓坡,主要为潜流和顺层岩溶。属古岩溶流

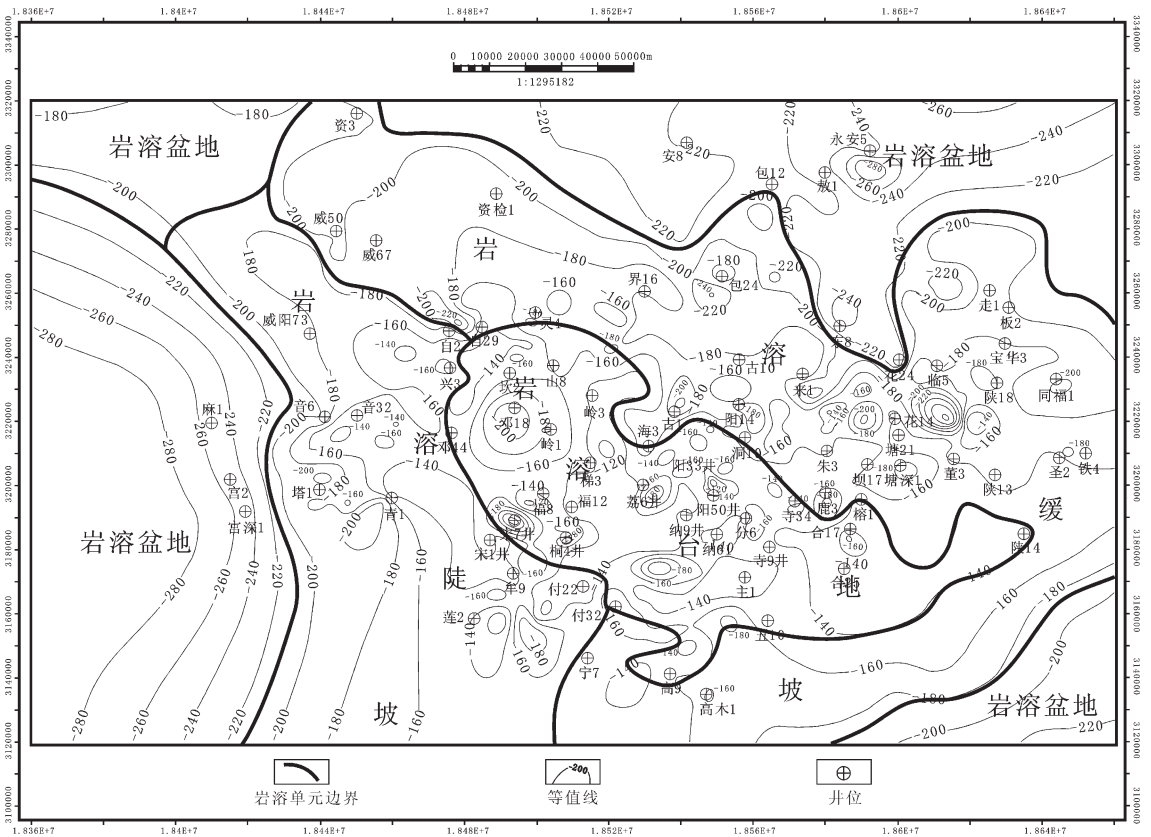


图 4 蜀南地区茅口组古岩溶平面图
Fig.4 Plan view of paleokarst of Maokou Formation in Shunan area

补给、径流区,除大气降水垂直渗流补给外,还接受岩溶台地地下水的侧向补给,水动力作用强烈。既形成垂向溶蚀缝洞,也发育大型水平状溶洞。表层岩溶带和垂直渗流岩溶带厚度较岩溶台地变小,水平径流岩溶带极为发育。岩溶陡坡由于坡度较陡,溶蚀的物质被迅速带走,岩溶作用最为发育且保留程度较高。岩溶缓坡虽溶蚀作用较强烈,但因降水滞留时间长,溶蚀周期长,岩溶空间易被后期充填,因而岩溶缝洞系统发育规模相对较小。总体而言,其地层水以氯根(Cl⁻)为主,局部含HCO₃⁻、SO₄²⁻。矿化度比岩溶台地高,水体较为活跃,水侵量较大。

岩溶盆地处于岩溶斜坡外侧,是地下水的汇流、排泄区,以地表径流和停滞水为主,甚至形成积水区。岩溶盆地中垂直渗流带、水平径流带较薄或不发育,且充填程度高。溶蚀水经长距离流动至此,水动力和化学溶蚀能力明显变差,其形成的缝洞空间少且小,连通性弱,储集性能差。地层水主要为氯根(Cl⁻),矿化度高,水体极不活跃,水侵量也很小。

3.2 构造运动控制了气水分布的调整

中二叠世末的东吴运动使茅口组广泛抬升,茅顶长期暴露地表,遭受大气淡水淋滤。无独有偶,古隆起上隆的同时,正值峨眉山裂运动的高潮期,二者的交互拉张作用使茅口组灰岩顶部发育大量的垂

直节理和裂隙^[12]。岩溶作用一方面使茅口组地层遭受不同程度的剥蚀,另一方面在地腹沿缝壁溶蚀形成大量的溶缝、溶洞。大量的地表水侵入茅口组内部,在溶蚀缝洞中保存下来,直至龙潭组沉积,部分低矿化度水甚至以封存水的形式储存于岩溶封闭体中,保存至今^[19],从而改变了原始地层水型和矿化度的分布。

喜山运动发生强烈的褶皱和断裂,在致密脆性的茅口组灰岩中产生更多大小不一,方向不同的裂缝。这些裂缝将早期形成的岩溶网络体系分割得更加复杂,沟通邻近的缝、洞,使不同性质的岩溶水发生混合。在通天断层处,大气淡水还可沿大断层等渗入,造成古岩溶空间的再次溶蚀。其次,褶皱作用使不同区域发生高低起伏的变化,相互独立的缝洞系统有的随背斜抬升,有的随向斜下降。由于致密灰岩的隔断和裂缝的分割,构造作用后气水分异并不在局部构造或区域上进行,而是发生在构造裂缝和古岩溶体系组合、沟通而成的缝洞系统内部^[20]。因而无论是背斜还是向斜,气水都普遍共存。再次,该区茅口组断层整体呈北东-南西向分布,气水分布的调整还表现地层水发生二次运移时,其运移方向主要与断裂走向一致,在大断裂交界的地区,由于断层的作用,深部的地层水在上覆压力减小时上窜回灌,地

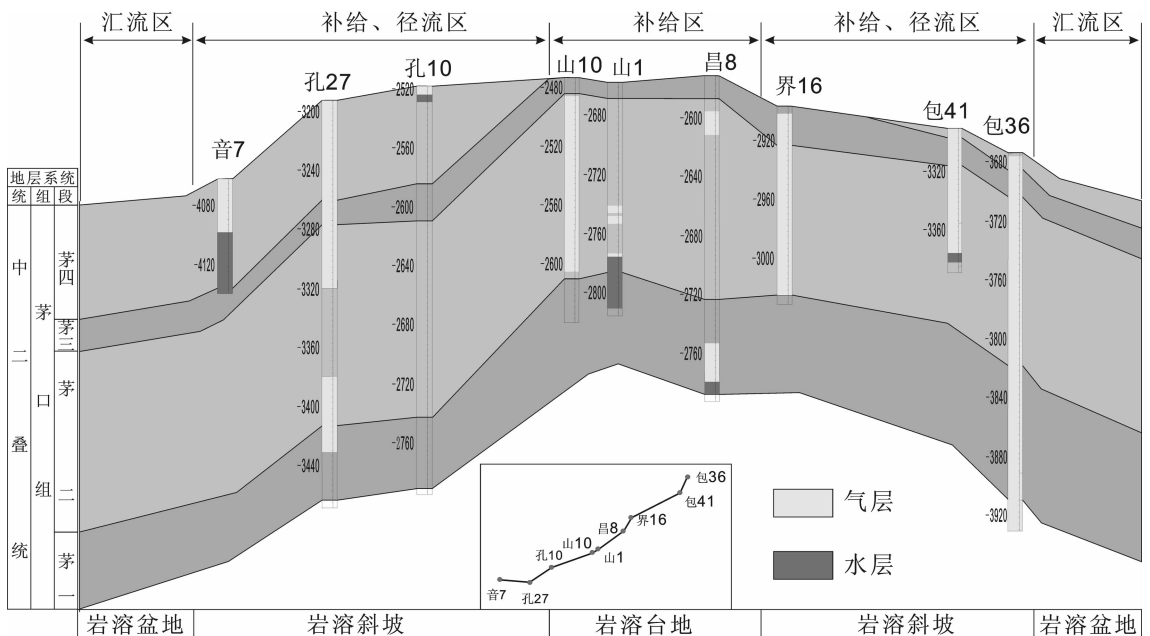


图5 蜀南地区茅口组古岩溶剖面图

Fig.5 Profile of palsokarst of Maokou Formation in Shunan area

层水矿化度显示异常高值。

3.3 流体势特征指示了水体的活跃程度

流体势是控制地下水、水流动的根本动力,决定了流体的流动方向。研究流体势的空间分布特征,有助于认识地层中流体能量场的分布,发现气、水运移聚集规律。Hubbert 将流体势定义为地下单位质量的流体相对于基准面所具有的总机械能^[21]。用公式

表示为:

$$\Phi = gz + \int_0^p \frac{dp}{\rho} + \frac{v^2}{2}$$

其中, Φ 为流体势(J/kg); z 为高程 (m); p 为流体压力 (Pa); ρ 为流体密度 (kg/m^3); v 为流体流速(m/s); g 为重力加速度(m/s^2)。实际应用时,考虑到流体流动速度低,可压缩性小,结合主次因素分析,将公

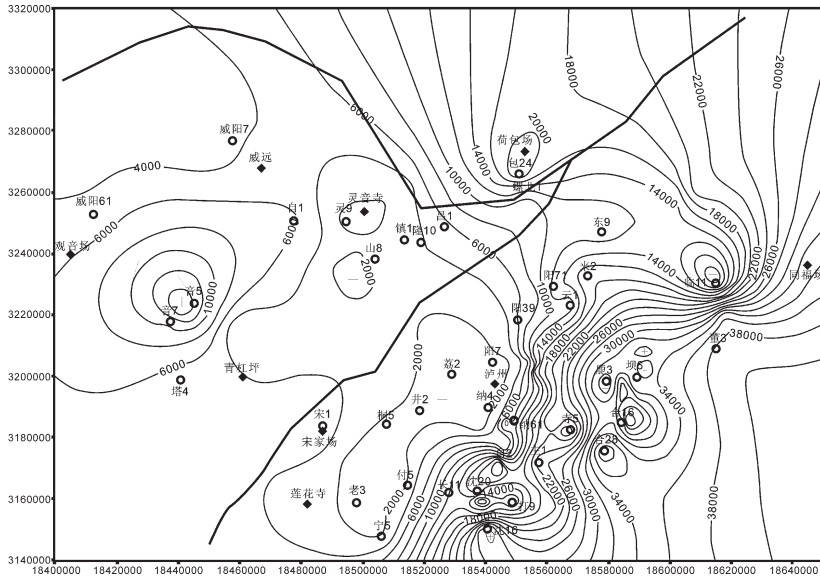


图 6 研究区水势平面分布图

Fig.6 Water potential distribution in plane of the study area

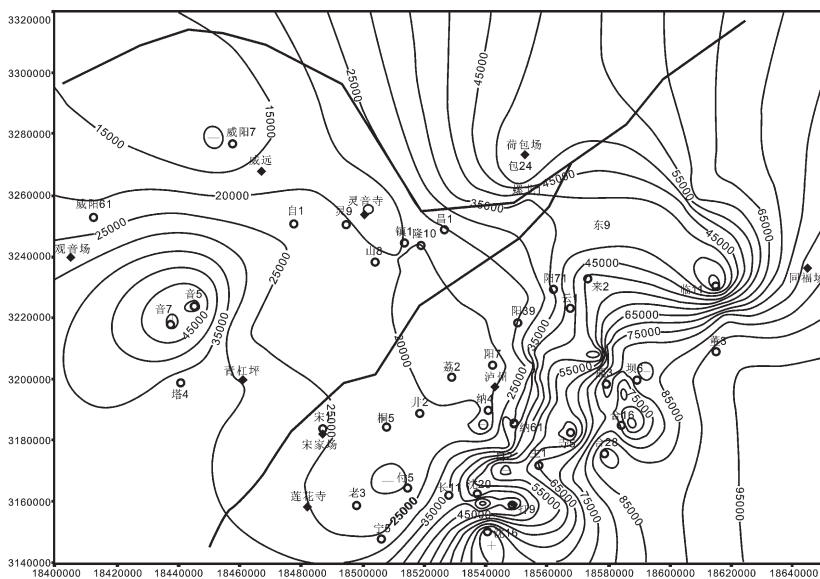


图 7 工区气势平面分布图

Fig.7 Gas potential distribution in plane of the study area

式简化为:

$$\Phi = gz + dp / \rho$$

采用上述方法,在求取不同测点流体密度、压力和高程的基础上,计算出流体势,开展蜀南地区茅口组气藏的势能场研究,其水势和气势分布如图 6~7 所示。

可以看出,水势和气势分布特征相似,具有明显的分区性。总体而言,气势、水势在泸州古隆起核部及以西较小,核部以东较大。势能的高值中心分布在东南的沈公山—合江—鹿角场—李子坝—梁董庙,东北部的河包场及东部的同福场,理论上来说,这些区域的地层水较为活跃,从历年产水统计来看这些区域的大多数井累计产水量都较高,原始状态气井出水比例也较高。紧临古隆起核部偏东北部的东山—花果山—临峰场一带和广大的西部地区为势能的低值区,最低值位于古隆起核部和西北部的威远。这些地区是相对有利的天然气聚集区域,累计产水量也较低。但在观音场存在一个相对高势区,为地层水的相对活跃地带,生产证实该区地层水累产量较高,与理论相符。

综合分析认为,气势与水势都较低的地区,如有适宜的圈闭保存条件,为有利的天然气聚集区域,应该作为下一步勘探开发重点关注的区域。在气势和水势都较高的区域,由于碳酸盐岩岩溶储层的非均质性,也可能在流体运移的过程中形成规模可观的气藏。从原始状态下气井的出水情况来看,位于流体势高值区域的井的出水比例比低值区的井来说要高得多,这与理论计算结果相符,说明运用流体势分析研究气水分布是切实可行的,流体势特征指示了水体的活跃程度。

4 结 论

(1)蜀南地区茅口组气藏气水关系复杂。同一背斜构造范围内无统一的气水界面;即使同一缝洞系统也通常存在多个气水界面;一些缝洞系统在开发过程中经历了产纯气、气水同产、产纯气到再次气水同产等多个反复过程。

(2)根据对茅口组气藏储层特征和生产动态的分析,归纳总结出 3 种气水分布模式:似构造圈闭的整装气藏类型,背斜—缝洞复合圈闭类型,缝洞圈闭类型。构造圈闭的整装气藏具有连续的底水或边水

分布,有统一的气水界面。背斜—缝洞复合圈闭类型,存在着多个由致密灰岩隔断的缝洞圈闭系统,气水界面完全不同,水侵特征各异。缝洞圈闭类型的形成与背斜无关,水体有限,没有二次分配的水。

(3)通过对气水分布特征的研究,认为不同的岩溶区域的水动力条件是控制气水分布的决定因素;构造运动控制了气水分布的调整;流体势特征指示了水体的活跃程度。

参考文献(References):

- [1] 张伦友,孙家征.提高气藏采收率的方法和途径[J].天然气工业,1992,21(5):32-35.
Zhang Lunyou, Sun Jiazheng. Method and approach for raising recovery of gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 1992, 21(5):32-35(in Chinese with English abstract).
- [2] 郝国丽,柳广弟,谢增业,等.川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布模式及影响因素分析[J].天然气地球科学,2010,21(3):427-433.
Hao Guoli, Liu Guangdi, Xie Zengye, et al. Gas-water distributed pattern in Xujiahe Formation tight gas sandstone reservoir and influential factor in Central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3):427-433(in Chinese with English abstract).
- [3] 王波,陈义才,李小娟,等.苏里格气田盒 8 段气水分布及其控制因素[J].天然气勘探与开发,2010,33(2):29-33.
Wang Bo, Cheng Yicai, Li Xiaojuan, et al. Gas-water distribution and its control factors of He 8 member in Sulige gas field [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2010, 33 (2):29-33(in Chinese with English abstract).
- [4] 张海涛,时卓,任战利,等.鄂尔多斯盆地苏里格气田盒 8 气藏含水特征及气水分布主控因素分析[J].现代地质,2011,25(5):931-937.
Zhang Haitao, Shi Zhuo, Ren Zhanli, et al. Characteristics of water bearing-formation and gas-water distribution control factors in gas reservoir He 8 of Sulige gas field, Ordos Basin [J]. Geoscience, 2011, 25(5):931-937(in Chinese with English abstract).
- [5] 窦伟坦,刘新社,王涛.鄂尔多斯盆地苏里格气田地层水成因及气水分布规律[J].石油学报,2010,31(5):767-772.
Dou Weitan, Liu Xinshe, Wang Tao. The origin of formation water and the regularity of gas and water distribution for the Sulige gas field, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31 (5):767-772(in Chinese with English abstract).
- [6] 龙建勋.鄂尔多斯盆地子洲地区下二叠统山西组二段地层水成因及气水分布规律研究[D].成都理工大学,2008.
Long Jianxun. Distribution Rule and Formation Mechanism of Gas and Water in the Second Member of Shanxi Formation of Lower Permian in Zizhou Area in Ordos Basin [D]. Chengdu University of Technology, 2008(in Chinese with English abstract).
- [7] 杨磊.子洲地区洲 3 井—榆 80 井井区山₂³段储层特征与气水分

- 布关系[D]. 成都理工大学, 2009.
- Yang Lei. The Relationship between Reservoir Characteristics and Gas-water Distribution Pattern in S₂~3 in Z3-Y80 Wellblock, Zi-Zhou Area [D]. Chengdu University of Technology, 2008 (in Chinese with English abstract).
- [8] 位云生, 邵辉, 贾爱林, 等. 低渗透高含水饱和度砂岩气藏气水分布模式及主控因素研究 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20 (5):822-826.
- Wei Yunsheng, Shao Hui, Jia Ailin, et al. Gas water distribution model and control factors in low permeability high water saturation sandstone gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 822-826(in Chinese with English abstract).
- [9] 尹晓贺. 川中地区上三叠统须家河组埋藏史恢复及重点构造气水分布控制因素探讨[D]. 西南石油大学, 2006.
- Yin Xiaohe. Reconstruction of Burial History of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Middle of Sichuan Area and Discussion on Controlling Factors of Gas-water Distribution in Key Structure [D]. Southwest Petroleum University, 2006(in Chinese with English abstract).
- [10] 黄平, 路中侃. 川东石炭系气水分布及预测[J]. 石油地球物理勘探, 1996, 31(2):95-100.
- Huang Ping, Lu Zhongkan. Water-gas distribution and prediction of Carboniferous in East Sichuan [J]. Oil Geophysical Prospecting, 1996, 31(2):95-100(in Chinese).
- [11] 路中侃, 魏小微, 陈京元. 川东地区石炭系气水分布规律与保存条件[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(1):114-115.
- Lu Zhongkan, Wei Xiaowei, Chen Jingyuan. Water -gas distribution rules and preservation conditions of Carboniferous in East Sichuan [J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(1):114-115 (in Chinese).
- [12] 陈宗清. 四川盆地中二叠统茅口组天然气勘探 [J]. 中国石油勘探, 2007, (5):1-10.
- Chen Zongqing. Exploration for natural gas in Middle Permian Maokou formation of Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2007, (5):1-10 (in Chinese).
- [13] 黄籍中, 张子枢. 四川盆地阳新统天然气的成因. 石油勘探与开发, 1982, 9(1):12-25.
- Huang Jizhong, Zhang Zishu. Origin of natural gas in the Yangxin limestone of Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 1982, 9(1):12-25(in Chinese with English abstract).
- [14] 陆正元, 陈立官, 王洪辉. 四川盆地地下二叠统气藏储层模式再认识[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(1):11-14.
- Lu Zhengyuan, Chen Liguan, Wang Honghui. Reviewing the reservoir model of Lower Permian gas pools in Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20 (1):11-14 (in Chinese with English abstract).
- [15] 蒋有录, 查明. 石油天然气地质与勘探[M]. 北京:石油工业出版社, 2006.
- Jiang Youlu, Zha Ming. Petroleum Geology and Exploration [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 2006(in Chinese).
- [16] 何晓东, 邹绍林, 卢晓敏. 边水气藏水侵特征识别及机理初探[J]. 天然气工业, 2006, 26(3):87-89.
- He Xiaodong, Zou Shaolin, Lu Xiaomin. A preliminary discussion on mechanism and recognition of water invasion characteristics in edge water drive gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26 (3):87-89(in Chinese with English abstract).
- [17] 陈立官, 张长盛, 李鸿智, 等. 试论在川南阳新统中找气的新途径——排水找气[J]. 天然气工业, 1986, 6(3):35-40.
- Cheng Liguan, Zhang Changsheng, Li Hongzhi, et al. Trying to demonstrate the new way for finding gas in Yangxin series of Permian in Southern Sichuan—finding gas by water withdrawal [J]. Natural Gas Industry, 1986, 6(3):35-40(in Chinese with English abstract).
- [18] 陆正元, 罗平. 四川盆地地下二叠统断层与缝洞发育关系研究[J]. 成都理工大学学报, 2003, 30(1):64-67.
- Lu Zhengyuan, Luo Ping. Study on the relationship of fault and fracture cavity reservoir in the Lower Permian in Sichuan Basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2003, 30(1):64-67(in Chinese with English abstract).
- [19] 桑琴, 未勇, 程超, 等. 蜀南地区茅口组古岩溶缝洞系统与地层水化学性质的关系[J]. 中国地质, 2012, 39(1):24-30.
- Sang Qin, Wei Yong, Cheng Chao, et al. The relationship between paleokarst fracture -cavity system and the chemical behavior of the formation water of Maokou formation in Shunan area [J]. Geology in China, 2012, 39 (1):24-30 (in Chinese with English abstract).
- [20] 焦保雷. 蜀南地区中二叠统缝洞储层特征研究 [D]. 成都理工大学, 2010.
- Jiao Baolei. The study of fracture-cave reservoir characterization of the Middle Permian in the south of Sichuan Basin [D]. Chengdu University of Technology, 2010(in Chinese with English abstract).
- [21] 柳广弟, 张厚福. 石油地质学[M]. 北京:石油工业出版社, 2009.
- Liu Guangdi, Zhang Houfu. Petroleum Geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009(in Chinese).

Gas–water distribution characteristics and control factors of Maokou Formation in Shunan (south Sichuan) area

SANG Qin¹, WEI Yong¹, CHENG Chao¹,
HUANG Jing¹, LV Zong–gang², WU Chang–long², PENG Zuo–yuan²

(1. Institute of Resources and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. Shunan Gas Mine of Southwest Oil and Gas Branch, PetroChina, Luzhou 646001, Sichuan, China)

Abstract: Located in Sichuan basin, Shunan area has an exploration area of 5.03×10^4 km². The Maokou Formation in this area is composed of carbonate rock with low porosity and low permeability. Based on a summary and analysis of the geological, drilling and production data, this paper deals with the complexity of gas–water distribution. There is no uniform gas–water interface in the same anticlinal structure, and many gas–water interfaces may exist in one fracture–cave system; the exploitation of some fracture–cave systems are characterized by the process from producing pure gas through producing gas and water to producing pure gas again. Based on an analysis of the reservoir characteristics, the exploitation dynamic state and the evolution of the formation water, the authors formulated three gas–water distribution models, i.e., self–contained gas reservoir of structural–trap style in Songjiachang, anticline–fracture–cave composite trap pattern in Linantong and fracture–cave trap pattern in Hebaochang. In combination with geological background, it is thought that the hydrodynamic condition of different karst areas is the decisive factor of gas–water distribution, that the tectonic movement controls the regularity of the gas–water distribution, and that fluid potential indicates the activity of the water body.

Key words: Shunan area; Maokou Formation; gas–water distribution; model; control factors

About the first author: SANG Qin, born in 1976, female, lecturer, doctor candidate, engages in the study of applied geophysics and reservoir geology; E–mail: Sangq269@163.com.