

川东石炭系气藏的岩性封堵与高压流体封堵

徐国盛,李建林,彭大钧,李仲东

(成都理工大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室,四川 成都 610059)

摘要:川东地区是四川盆地稳定地块中的相对构造活动区,发育10排高陡构造带。20世纪90年代以来,高陡构造带石炭系成组气田勘探获得巨大突破。石炭系气藏的直接盖层是下二叠统梁山组泥岩层。从梁山组的渗透率、孔喉中值半径值分析可知,其属于较差盖层,封盖能力较低;而从孔隙度和突破压力看,梁山组具有较强的封闭能力,但这种单一因素的封闭能力还不能完全封盖住研究区具有较高含气高度的石炭系丰富的天然气藏。从压力封闭的机理来考察,上覆层系对下伏层系天然气聚集产生的封闭条件必须是上部地层的原始地层压力大于下伏层系,上部地层的原始地层压力系数大于下伏层系。石炭系上覆二叠系阳新统具有异常高的孔隙流体压力,形成了阻挡烃类逸散的高质量封闭层,从而对下伏石炭系天然气聚集产生高压流体封堵。部分高陡构造带上“通天”破裂逆断层出现压力释放和油气大量散失的现象。研究与勘探实践表明,可将二叠系阳新统现今流体压力系数1.30作为压力封闭的临界值,超过此值即能对下伏石炭系气藏起压力屏蔽作用。

关键词:岩性封堵;高压流体封堵;石炭系;川东地区

中图分类号:TE112.2

文献标识码:A

Sealing ability of lithology and high pressure fluid in carboniferous gas pools in eastern Sichuan

Xu Guosheng, Li Jianlin, Peng Dajun, Li Zhongdong

(State Key Laboratory of Oil and Gas reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059)

Abstract: Eastern Sichuan region, the relatively active belt between the stable massifs in Sichuan basin, harbors ten rows of high and steep structural zones where a great breakthrough has been made in the exploration of Carboniferous gas pools since the 1990s. The Liangshang Formation mudstone is the direct cap rock of the Carboniferous gas pools. Judging from the permeability and median pore throat radius, its sealing ability is poor, while in terms of porosity and breakthrough pressure, its sealing ability is relatively good. This single sealing ability, however, is insufficient to hold the abundant Carboniferous gas pools with high gas saturation in the study area according to the mechanism of pressure sealing, the premise for an overlying layer to seal gas accumulation in an underlying layer is the original pressure and pressure coefficient of the former is higher than that of the later. The overlying Permian Yangxin Series with abnormal high porefluid pressure serve as a high quality seal for the underlying Carboniferous gas pools. The reverse faults that extend to the surface in some high and steep structural zones can cause pressure release and hydrocarbon emission. The research results and exploration data show that the pressure coefficient of 1.30 for Permian Yangxin Series can be used as the critical value of pressure seal. When the pressure coefficient surpasses the value, the Carboniferous gas pools would be safely sealed.

收稿日期:2006-03-13

第一作者简介:徐国盛(1962—),男,教授、博士生导师,储层评价与油气成藏研究

基金项目:国家重点基础研究发展规划(973)项目(2005CB422106)

本文应用岩性与压力封闭的原理、方法,以褶皱强烈且高、中、低潜构造穿插分布、雁行式排列的高陡构造发育区——川东地区为例,剖析川东主力产层石炭系碳酸盐岩储层天然气藏的岩性封堵与高压流体封堵,侧重探讨石炭系气藏上覆高压层的封闭机制与效用。

川东地区西到华蓥山,东至七跃山,南达南川—开隆一线,北抵大巴山,面积约 $5.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,是四川盆地稳定地块中的相对构造活动带。区内自西向东分布有 10 排以北东东向为主的高陡构造带(图 1)。到目前为止,川东地区石炭系储层累计获得的探明储量占整个四川盆地天然气探明储量的近 60%,天然气产量以年均 6.8% 的速度稳步增长,成为四川乃至全国天然气的主产区之一,石炭系气藏已跃居著名的大气田行列。高陡构造带石炭系成组气田,沿构造带走向方向圈闭高点呈串珠状分布,沿构造带横切剖面方向有主断块和两翼断块下盘潜伏圈闭气藏之分。然而,不同的高陡构造带,不同局部高点天然气藏的保存条件与富集程度不一致。

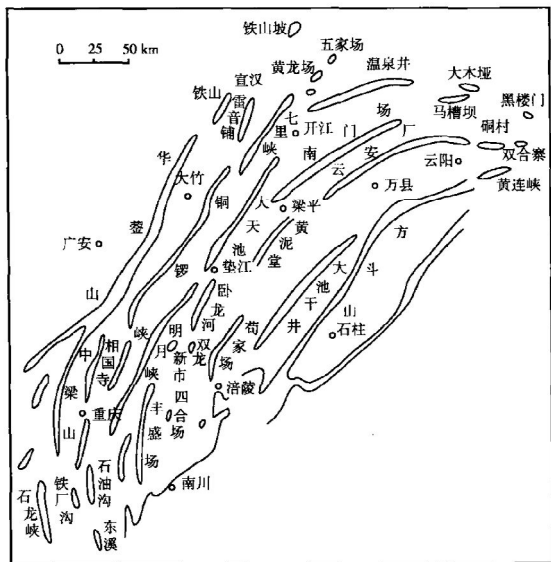


Fig. 1 Surface structure distribution in eastern Sichuan

上覆于石炭系的下二叠统梁山组(图2)不仅

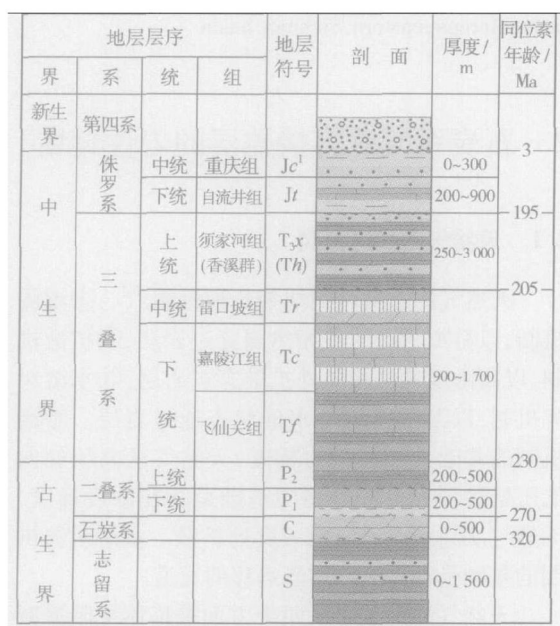


图2 川东地区地层剖面

Fig. 2 Stratigraphic section of eastern Sichuan

是石炭系气藏的区域盖层和直接盖层,而且是物性盖层和浓度盖层。梁山组对下伏石炭系捕集成

藏起着一定的作用,并从某种程度上决定其圈闭的捕气效应。

2.2.1 梁山组在区域上的分布特征

梁山组 (P_1^l) 为含碳质泥岩,在川东地区广泛分布,厚度为 5~40 m,一般为 10 m。区域上川东地区北部雷音铺、双家坝、大天池、南门场、云安厂、大池干井构造上梁山组厚度较大;在双家坝构造上梁山组最厚,可达 40 m。川东地区南部除在邻水地区梁山组可达 25 m 外,其他广大地区均小于 10 m (图 3)。因此,只从梁山组厚度上分析,川东地区北部的封盖条件较南部好。

2.2.2 梁山组的物性参数

在川东地区采集了 10 个梁山组岩样,测定了它们的孔隙度、渗透率值 (表 1)。由表可知,川东地区梁山组孔隙度介于 0.17%~1.48% 之间,平均为 0.71%。仅从孔隙度考虑,梁山组盖层具有较高的封闭能力。

川东地区梁山组的渗透率为 $0.561 \times 10^{-3} \sim 0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $1.093 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。仅从

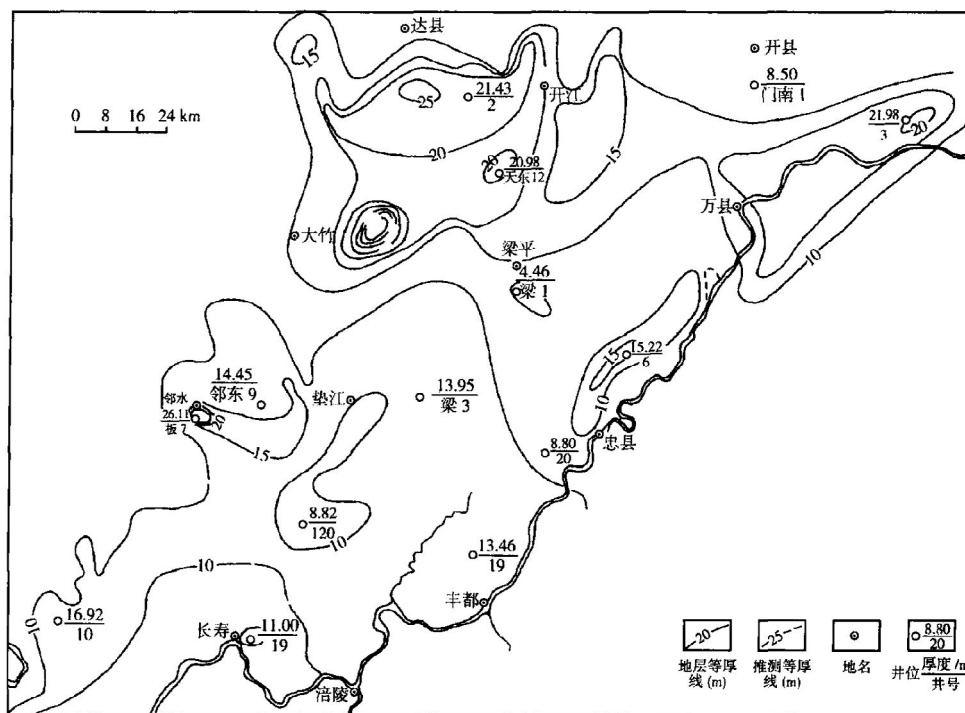


图3 川东地区下二叠统梁山组地层等厚图

Fig. 3 The isopach map of the Lower Permian Liangshan Formation in eastern Sichuan

表1 川东地区下二叠统梁山组(P_1^l)盖层参数

Table 1 The parameters of cap rock of the Lower Permian Liangshan Formation in eastern Sichuan

序号	井号	层位	井深/m	孔隙度, %	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	突破压力/ MPa	孔喉中值半径/ (10^{-10}m)	扩散系数/ ($10^{-6} \text{cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)
1	邓1井	P_1^l	4 643	0.41	0.089	14.24	40	4.49
2	云安2井	P_1^l	5 277	0.54	0.012	21.00	—	3.12
3	云安2井	P_1^l	5 271	0.17	0.008	27.70	30	—
4	新14井	P_1^l	4 562	1.35	0.372	1.32	510	3.76
5	七里16井	P_1^l	4 988	0.49	0.010	8.60	100	1.62
6	邻北2井	P_1^l	3 562	0.98	0.018	12.10	80	3.05
7	邻北2井	P_1^l	3 562	0.84	0.561	4.18	180	—
8	邻北2井	P_1^l	3 592	1.48	0.009	19.30	50	—
9	座6井	P_1^l	3 386	0.23	0.003	27.10	30	—
10	双17井	P_1^l	4 643	0.62	—	18.40	40	—

渗透率考虑,梁山组属于较差盖层,封闭能力弱,因此可以推断梁山组存在微裂缝。

川东地区梁山组的孔喉中值半径介于 $30 \times 10^{-10} \sim 510 \times 10^{-10} \text{m}$ 之间,平均为 $68 \times 10^{-10} \text{m}$ (未计最高值 $510 \times 10^{-10} \text{m}$),也属于较差盖层,封盖能力较低。

2.2.3 梁山组的突破压力

由表1可知,梁山组的突破压力范围为 $1.32 \sim 27.70 \text{MPa}$,平均为 15.40MPa ,与石炭系储层的排驱压力相差几个数量级。因此,从突破压力来看,川东地区梁山组为较好盖层,封闭能力较高。

2.3 梁山组的封闭能力

从孔隙度和突破压力分析,梁山组具较强的封闭能力。但是这种封闭能力还不能完全封盖住

川东地区具有较高含气高度的石炭系丰富的天然气藏。笔者计算了川东地区7口井梁山组封闭的气柱高度^[4](表2)。由表可知,川东地区梁山组作为下伏石炭系储层的物性盖层能够封闭的石炭系气藏含气高度最大值在 $73.31 \sim 236.21 \text{m}$ 之间。然而,石炭系气藏的含气高度远大于此值。如沙罐坪气田的实际含气高度大于 $1\,200 \text{m}$,五百梯气田的实际含气高度大于 800m 。显然,只靠梁山组直接盖层的封盖是不够的,必须有间接盖层的封盖才能形成较高的气藏高度^[5]。

川东地区石炭系气藏的间接盖层为 $\text{Tc}^2-P_1^2$,厚 $1\,500 \sim 1\,700 \text{m}$,主要岩性为碳酸盐岩及膏盐层。其中, Tc^2 的石膏层($40 \sim 60 \text{m}$)是否被断层断穿将对石炭系气藏的保存条件产生较大影响。更重要的是, $\text{Tc}^2-P_1^2$ 在川东地区为异常高压层,压力系数 $1.40 \sim 2.20$,对石炭系(压力系数 1.20)构成高压流体封堵^[6]。

表2 川东地区梁山组封闭最大气柱高度计算结果

Table 2 The calculated maximum height of gas column sealed by the Liangshan Formation in eastern Sichuan

井号	深度/m	孔隙度, %	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	排驱压力 P_D/MPa	最大孔喉半径 $r_D/(10^{-10} \text{m})$	封闭气柱 高度/m
邓1井	4 644	0.41	0.089	14.24	520	122.65
云安2井	5 277	0.54	0.012	21.10	350	182.00
新14井	4 564	0.74	—	26.63	280	227.77
七里16井	4 988	0.49	0.010	8.60	870	73.31
邻北2井	3 562	0.98	0.018	12.12	610	104.55
座6井	3 386	0.23	0.003	27.10	270	236.21
双17井	4 643	0.62	—	18.41	40	159.44

3 石炭系气藏上覆层系的高压流体封堵

3.1 压力封闭机理

由于上覆层系具有异常高的孔隙流体压力而形成了阻挡烃类逸散的高质量封闭层,从而对下伏天然气聚集产生封闭作用,这称为“压力封闭”。从压力封闭的观点来考察,上覆层系(A)对下伏层系(B)天然气聚集产生的封闭条件必须是上部地层的原始地层压力(P_A)大于下伏层系(P_B),上部地层的原始地层压力系数(E_A)大于下伏层系(E_B)^[7]。

关于压力封闭的理论基础,可用下述推导说明(图4a)。

设在纵向地层剖面上有两个压力系统A和B。

A压力系统实测压力值为 P_A ,深度 H_A ,正常静水压力 P'_A ;压力系数 $E_A = P_A/P'_A$,剩余压力 $\Delta P_A = P_A - P'_A$ 。

B压力系统实测压力值为 P_B ,深度 H_B ,正常静水压力 P'_B ;压力系数 $E_B = P_B/P'_B$,剩余压力 $\Delta P_B = P_B - P'_B$ 。

已知 $E_A > E_B$, $\Delta P_A > \Delta P_B$,求流体的流向。

如果A压力系统构成对B压力系统的封闭,则必须满足A可以流向B,或者B不可以流向A。如果构不成封闭,即B可以流向A,则必须满足 $\Delta P_{BA} > 0$ 。其中

$$\begin{aligned}\Delta P_{BA} &= P_B - P_A \\ &= E_B P'_B - E_A P'_A \\ &= E_B \frac{\gamma H_B}{10} - E_A \frac{\gamma H_A}{10} \\ &= \frac{\gamma}{10} (E_B H_B - E_A H_A)\end{aligned}\quad (1)$$

式中, γ 为水的密度。

设压力梯度为 $\text{Grad} \Delta P_{BA}$,则

$$\begin{aligned}\text{Grad} \Delta P_{BA} &= \frac{P_B - P_A}{H_B - H_A} \\ &= \frac{\Delta P_{BA}}{H_B - H_A} \\ &= \frac{\gamma}{10(H_B - H_A)} (E_B H_B - E_A H_A)\end{aligned}\quad (2)$$

令 $\frac{\gamma}{10(H_B - H_A)} = C$, C 为常数,在任何情况下

$C > 0$,则

$$\text{Grad} \Delta P_{BA} = C(E_B H_B - E_A H_A) \quad (3)$$

由于 $\Delta P_{BA} > 0$, $H_B > H_A$,则

$$\text{Grad} \Delta P_{BA} = \frac{\Delta P_{BA}}{H_B - H_A} > 0 \quad (4)$$

又由于 $C > 0$,则

$$E_B H_B - E_A H_A > 0 \quad (5)$$

或

$$\frac{E_B}{E_A} > \frac{H_A}{H_B} \quad (6)$$

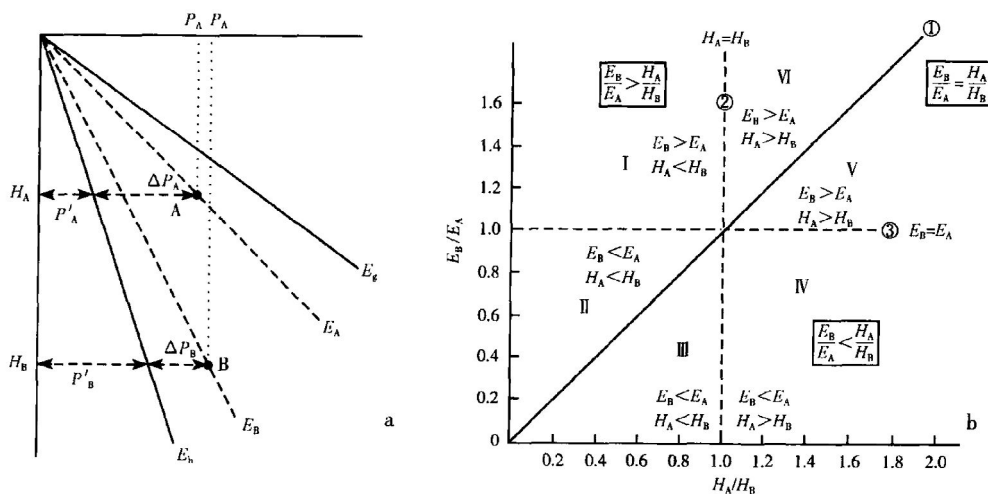


图4 压力封闭原理

Fig. 4 The schematic diagram showing the pressure sealing principle

以 E_B/E_A 与 H_A/H_B 分别为纵坐标与横坐标作图(图4b),该图可划分为6区、3线。

$$3 \text{ 线为: } \textcircled{1} \text{ 线, } \frac{E_B}{E_A} = \frac{H_B}{H_A}; \quad (7)$$

$$\textcircled{2} \text{ 线, } H_B = H_A; \quad (8)$$

$$\textcircled{3} \text{ 线, } E_B = E_A。 \quad (9)$$

$$6 \text{ 区为: I 区, } E_B > E_A, H_A < H_B, \frac{E_B}{E_A} > \frac{H_A}{H_B}; \quad (10)$$

$$\text{II 区, } E_B < E_A, H_A < H_B, \frac{E_B}{E_A} > \frac{H_A}{H_B}; \quad (11)$$

$$\text{III 区, } E_B < E_A, H_A < H_B, \frac{E_B}{E_A} < \frac{H_A}{H_B}; \quad (12)$$

$$\text{IV 区, } E_B < E_A, H_A > H_B, \frac{E_B}{E_A} < \frac{H_A}{H_B}; \quad (13)$$

$$\text{V 区, } E_B > E_A, H_A > H_B, \frac{E_B}{E_A} < \frac{H_A}{H_B}; \quad (14)$$

$$\text{VI 区, } E_B > E_A, H_A > H_B, \frac{E_B}{E_A} > \frac{H_A}{H_B}。 \quad (15)$$

上述6个区域中, I, II, VI区满足 $\frac{E_B}{E_A} > \frac{H_A}{H_B}$, 表明B流向A; III, IV, V区不能满足 $\frac{E_B}{E_A} > \frac{H_A}{H_B}$, 而是 $\frac{E_B}{E_A} < \frac{H_A}{H_B}$, 此时B不能流向A。

然而,我们感兴趣的基本条件是 $E_B < E_A$, $H_A < H_B$, 即浅层压力系数大于深层压力系数。此时,只有第II区与第III区符合命题的前提。

在第II区域内, $\frac{E_B}{E_A} > \frac{H_A}{H_B}$, 此时出现B流向A。

而在第III区域内, $\frac{E_B}{E_A} < \frac{H_A}{H_B}$, 此时不能出现B流向A, 即B被A封闭。这就是说,上覆层系压力封闭的基本条件是: $E_A > E_B$, $H_A < H_B$, 而且 $\frac{E_B}{E_A} < \frac{H_A}{H_B}$ 或 $\frac{E_A}{E_B} > \frac{H_B}{H_A}$ 。

对某一确定地区而言, H_A/H_B 代表的是气藏和封盖层之间的深度比值,这个比值往往变化不大,并且接近于1.0的常数值。例如,福成寨构造 $H_A = 4\,500 \text{ m}$, $H_B = 4\,800 \text{ m}$, 即 $H_A/H_B = 0.94$ 。因此,上覆压力封闭的基本条件可以简化为 $E_A > E_B$ 。

本地区符合上述压力封闭的主要有两套组合层系。其一为中三叠统雷口坡组高压层对下伏嘉陵江组气藏的封闭保护;其二为川东地区最普遍、最突出的阳新统高压封盖层对下伏区域孔洞性储集层^[8]石炭系气藏的屏蔽遮挡。在这里着重讨论与研究目的层石炭系储层息息相关的高压流体封堵体系。

3.2 石炭系气藏的压力封闭

川东地区主力产气层石炭系气藏上覆有高压封存体系,这些高压体系均具有良好以上的毛细管封闭特性。表3充分说明本地区下伏的最重要的孔洞性储集层石炭系的全部天然气储量以及有可能进一步提供的后备储量,均是在纵向上以阳新统为主的高压封闭体系的严密保护下得以富集

表3 川东地区压力封闭及富集层系特征

Table 3 The characteristics of gas enrichment formations and pressure sealing in eastern Sichuan

构造	层位	压力封闭层系		层位	原始地层压力/MPa	富集层系		储量或测试产量	断层	
		原始地层压力/MPa	压力系数			压力系数			总条数/条	穿 Tc 情况
卧龙河	P ₁	>78.67	>1.68	C ₂	56.80	1.42	148.44 × 10 ⁸ m ³	6	穿 Tc, 封闭断层	
福成寨	P ₁	>48.65	>1.43	C ₂	48.55	1.28	84.19 × 10 ⁸ m ³	2	穿 Tc, 消失于 Tr	
沙罐坪	P ₁	66.32	1.82	C ₂	40.03	1.18	82.02 × 10 ⁸ m ³	2	消失于 Tc	
张家场	P ₁	—	1.82	C ₂	53.80	1.12	67.40 × 10 ⁸ m ³	3	未穿 Tc	
万顺场	P ₁	41.67	1.56	C ₂	38.72	1.20	61.00 × 10 ⁸ m ³	2	未穿 Tc	
相国寺	P ₁	36.00	1.52	C ₂	28.27	1.26	50.75 × 10 ⁸ m ³	4	未穿 Tc	
双龙	P ₁	>50.30	>1.26	C ₂	49.26	1.13	双4井 2.33 × 10 ⁴ m ³ /d	1	封闭性断层	
雷音铺	P ₁	59.83	1.66	C ₂	45.22	1.22	川17井 7.08 × 10 ⁴ m ³ /d	4	未穿 Tc	
双家坝	P ₁	—	1.53	C ₂	54.79	1.16	七里7井 46.60 × 10 ⁴ m ³ /d	4	未穿 Tc	
双石庙	P ₁	92.28	1.88	C ₂	—	1.20	产水	3	未穿 Tc	
板东	P ₁	62.91	1.77	C ₂	49.68	1.31	板东12井 5.86 × 10 ⁴ m ³ /d	3	未穿 Tc	
铁山	P ₁	51.67	1.39	C ₂	48.16	1.21	铁山3井 0.89 × 10 ⁴ m ³ /d	6	未穿 Tc	

起来的。这是一个稳定、可靠的保护体系,因为从高压封闭体系的纵向展布层位来看,除了 P_1, P_2 之外,往上还有 Tf, Tc^1 及 Tc^2 等高压层位,均具有远大于 1.20 的压力系数(C_2 在高矿化度地层水条件下^[9] 正常压力系数为 1.20;在饱和盐水状态下压力系数为 1.20 属正常地层压力^[2]),厚度可达 1 000 m 以上,空间展布广,并具有交替保护的征。从表中还可看出,石炭系天然气富集的圈闭均为高陡构造的次高点,为断块下盘的潜伏圈闭。其中虽然发育不少断层,但这些潜伏构造近地表断层与地腹断层不连通,它们以嘉陵江膏盐层作为滑脱层,向下、向上断层均消失于嘉陵江组地层中;而且地腹断层表现出强烈的自封性,丝毫未破坏阳新统等高压封闭层系。

其次,除了压力封闭外,上覆层系的毛细管自封闭特征也起了重要作用。这些层系在形成本身气藏之前,一般为一个统一的具有很高毛细管排驱压力的致密(或柔塑性)层系,其基质孔隙度极低。早期烃裂解形成的天然气均分布在微细的孔隙空间之内,并由于相态的转变具有很高的原始

高压背景。喜马拉雅期的构造变动,造成褶皱变形,发育了断裂系统。此时,这些层系的毛细管封闭特性尽管在相当范围内由于裂缝系统的形成被改造,但在构造发育程度中等的构造及高陡构造断块下盘地区潜伏构造部位,毛细管封闭特性的改变却沟通了分隔的压力系统,形成了普遍存在的压力封闭。它与裂缝系统不发育的空间部位相互配合,为下伏石炭系气藏创造了极为优越的保护条件。

然而,在高陡构造的中心地带,由于受力强度集中,发育了较大型的逆断层及裂缝系统^[10,11],它们甚至于完全破坏了压力封闭及毛细管封闭的前提,导致天然气的逸散及压力的外泄。其中最关键的是大断层的破坏性,主要表现为基底断裂的泄压、漏水,部分高陡构造带上“通天”破裂逆断层有压力释放和油气大量散失的现象。众所周知,川东地区发育有六七组如方斗山、苟家场、南门场、云安厂、大天池、七里峡、铜锣峡等类型的高陡构造带(图1)。从川东地区石炭系储层上覆阳新统“压力封闭被”分布状况图(图5)上可以看

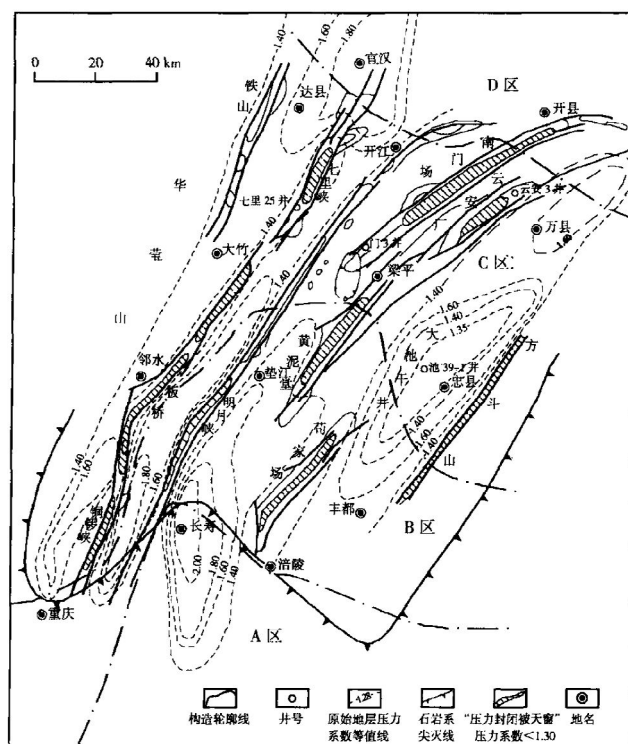


图5 川东地区石炭系储层上覆阳新统“压力封闭被”分布状况

Fig. 5 Distribution of pressure sealing in the Yangxin Series overlying the Carboniferous reservoir in eastern Sichuan

表4 川东地区压力封闭破坏及其对富集层系的影响

Talbe 4 The impact on formation with abundance of natural gas because of damaged pressure sealing

构造	压力封闭层系			富集层系			断层		
	层位	原始地层压力/MPa	压力系数	层位	原始地层压力/MPa	压力系数	储量或测试产量	总条数/条	穿 Tc, Tr 情况
石宝寨	P ₂	44.23	1.14	C ₂	59.42	1.25	产水	1	不清
黄泥堂(下盘)	P ₂ ¹	39.50	1.13	C ₂	39.68	1.08	产水	14	穿 Tc, Tr
苟家场	P ₁	41.35	1.30	C ₂	44.38	1.22	产水	9	穿 Tc, Tr
蒲包山(上盘)	P ₁	24.91	<1.09	C ₂	29.07	1.06	产水	7	穿 Tc, Tr
邓家坝	P ₁	>52.05	>1.21	C ₂	63.61	1.40	产水	13	穿 Tc, 消失于 Tr

出,正是这几组高陡构造将该层系“高压封闭被”切割成若干块,形成了互相隔离的或以高陡构造带为边界的一个个带状的高压透镜体。或可以说,石炭系上覆“高压封闭被”在高陡构造轴心地带被戳穿成一条条开启的“天窗”,从而造成研究区内石炭系气藏上覆高压封闭层的不连续。在狭窄的“天窗”区域内,地层压力大大降低,地表水沿断层或断裂带向下长期渗流,一般达到 Tc¹—P₂,甚至到达阳新统。大多数高陡构造带阳新统原始地层压力系数很低,即“天窗”地带压力系数一般小于1.30,接近于静水柱压力。研究与勘探实践表明,可将二叠系阳新统现今流体压力系数1.30作为压力封闭的临界值,超过此值则能对下伏石炭系气藏起压力屏蔽作用^[6](表4)。

4 结论

1) 川东石炭系气藏的直接盖层是下二叠统梁山组泥岩层。从梁山组的渗透率、孔喉中值半径值分析可知,其属于较差盖层,封盖能力较低;而从孔隙度和突破压力看,梁山组具有较强的封闭能力。经实际计算梁山组作为下伏石炭系储层的物性盖层能够封闭的石炭系气藏含气高度最大值在73.31~236.21 m之间。而石炭系气藏的含气高度远大于此值,最高达800~1 200 m。为此,只靠梁山组直接盖层这单一因素的封闭能力还不能完全封盖住研究区具有较高含气高度的石炭系丰富的天然气藏。

2) 从压力封闭的机理来考察,上覆层系对下伏层系天然气聚集产生的封闭条件必须是上部地层的原始地层压力大于下伏层系,上部地层的原始地层压力系数大于下伏层系。

3) 川东地区上覆层系(二叠系阳新统)具有

异常高的孔隙流体压力,形成了阻挡烃类逸散的高质量封闭层,从而对下伏石炭系天然气聚集产生高压流体封堵。石炭系天然气富集的圈闭均为高陡构造的次高点,为断块下盘的潜伏圈闭。其中发育的近地表断层与地腹断层不连通,它们以嘉陵江组膏盐层作为滑脱层,向下、向上断层均消失于嘉陵江组地层中;而且地腹断层表现出强烈的自封性,丝毫未破坏阳新统等高压封闭层系。

4) 部分高陡构造带上“通天”破裂逆断层出现压力释放和油气大量散失的现象,致使高陡构造主体块的中心地带现今流体压力系数小于1.30或接近于正常静水柱压力。研究与勘探实践表明,可将二叠系阳新统现今流体压力系数1.30作为压力封闭的临界值,超过此值即能对下伏石炭系气藏起压力屏蔽作用。

参 考 文 献

- 张义纲. 天然气的生成聚集和保存[M]. 南京: 河海大学出版社, 1991. 149~155
Zhang Yigang. Generation, accumulation and preservation of natural gas[M]. Nanjing, Hehai University Press, 1991. 149~155
- Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1~12
- 谢增业, 李剑, 单秀琴, 等. 川东北罗家寨飞仙关组气藏成藏过程及聚集效率[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 765~769
Xie Zengye, Li Jian, Shan Xiuqin, et al. Reservoiring process and accumulation efficiency of Feixianguan Formation gas pool in LuoJiazhai, northeastern Sichuan basin[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(6): 765~769
- 刘树根, 徐国盛, 梁卫, 等. 川东石炭系气藏含气系统研究[J]. 石油学报, 1997, 18(3): 13~22
Liu Shugen, Xu Guosheng, Liang wei, et al. A study on gas system of carboniferous gas pools in East Sichuan basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(3): 13~22

(下转第659页)

- Massillon sandstone exhibition nested scales of heterogeneity[J]. SPE 57002, 2000, 283 ~ 291
- 14 何琰,殷军,吴念胜. 储层非均质性描述的地质统计学方法[J]. 西南石油学院学报, 2001, 23(3): 13 ~ 15
He Yan, Yin Jun, Wu Niansheng. Geological statistics of reservoir heterogeneity description[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2001, 23(3): 13 ~ 15
 - 15 高树新,杨少春,胡红波,等. 胜坨油田坨21断块沙二段储层非均质性定量表征[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(5): 10 ~ 13
Gao Shunxin, Yang Shaochun, Hu Hongbo, et al. The quantitative characterization on reservoir heterogeneities of the second member of the Shahejie Formation in Tuo 21 block, Shengtuo oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(5): 10 ~ 13
 - 16 唐文忠,陈彬,翟雨阳,等. 深度延迟人工神经网络判别水淹程度[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(3): 249 ~ 252
Tang Wenzhong, Chen Bin, Zhai Yuyang, et al. Application of depth-delay artificial neural network to discrimination of reservoir flooded degree[J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(3): 249 ~ 252
 - 17 丁开盛,梁雄健. 本地电话网可靠性综合评价的熵权双基点法[J]. 电子学报, 1999, 27(10): 116 ~ 117
Ding Kaisheng, Liang Xiongjian. Evaluation of local telecommunication network reliability based on entropy double-sequence method[J]. Acta Electronica Sinica, 1999, 27(10): 116 ~ 117
 - 18 吴秀云,伏义淑. 熵权和水轮机模糊综合最佳选型[J]. 武汉水利电力大学学报, 1999, 21(1): 27 ~ 31
Wu Xiuyun, Fu Yishu. Optimization of selecting water turbine types by combining entropy weight and fuzzy evaluation[J]. Journal of Wuhan University of Hydraulic & Electric Engineering, 1999, 21(1): 27 ~ 31

(编辑 李 军)

(上接第 651 页)

- 5 徐国盛,左友东,张文虎. 川东石炭系大气田成藏条件分析[J]. 矿物岩石, 2001, 21(4): 59 ~ 64
Xu Guosheng, Zuo Youdong, Zhang Wenhui. Analysis of formation factors of Carboniferous large scale gas pools in East Sichuan[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2001, 21(4): 59 ~ 64
- 6 徐国盛,刘树根,袁海峰,等. 川东地区石炭系天然气成藏动力学研究[J]. 石油学报, 2005, 26(4): 12 ~ 16
Xu Guosheng, Liu Shugen Yuan Haifeng, et al. Dynamics of natural gas pools of Carboniferous in the eastern Sichuan basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(4): 12 ~ 16
- 7 彭大钧. 含油气盆地异常高压带[M]. 北京:石油工业出版社, 1994. 144 ~ 148
Peng Dajun. Abnormal high pressure belts in petroliferous basins[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994. 144 ~ 148
- 8 林仲虔,钟国初. 川东中石炭统碳酸盐岩的沉积环境及沉积特征[J]. 石油实验地质, 1982, 4(2): 114 ~ 120
Lin Zhongqian, Zhong Guochu. The characteristics and sedimentary environment of the Middle Carboniferous carbonate rock of eastern Sichuan[J]. Petroleum Geology & Expeximent, 1982, 4(2): 114 ~ 120
- 9 徐国盛,刘树根,张英俊,等. 川东石炭系天然气富集的水化学条件[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(1): 15 ~ 19
Xu Guosheng, Liu Shugen, Zhang Yingjun, et al. Hydrochemical condition of natural gas enrichment in East Sichuan Carboniferous system[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(1): 15 ~ 19
- 10 刘树根,王允诚,张高信,等. 川东大池干井高陡构造的形成机制及其对石炭系储层的影响[J]. 成都理工学院学报, 1994, 21(3): 102 ~ 111
Liu Shugen, Wang Yuncheng, Zhang Gaoxin, et al. The formation mechanism of Dachigan steep structural zone and its effect on the Upper Carboniferous reservoir in the eastern Sichuan basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 1994, 21(3): 102 ~ 111
- 11 李晓清,汪泽成,张兴为,等. 四川盆地古隆起特征及对天然气的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(4): 347 ~ 351
Li Xiaoqing, Wang Zecheng, Zhang Xingwei, et al. Characteristics of paleo-uplifts in Sichuan basin and their control action on natural gas[J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(4): 347 ~ 351

(编辑 李 军)