

文章编号: 0253-9985(2004)03-0274-05

川东北天然气成藏特征

徐言岗^{1,2}, 贺自爱², 曾凡刚³

(1. 成都理工大学, 四川成都 610059; 2. 中国石化石油勘探开发研究院新区勘探研究所, 湖北荆州 434100;
3. 中国人民大学环境学院, 北京 100872)

摘要: 川东北天然气藏分布于早寒武世—志留纪(ϵ_1-S)、早二叠世—早三叠世(P_1-T_1)及晚三叠世—中侏罗世(T_3-J_2)等3个异常超压系统内, 具有多层叠置的特点。成藏规模取决于超压条件下水溶相天然气的脱溶程度, 以埋深4500 m为界, 界线之上产气, 界线之下产水, 且产气量随地层抬升幅度增大而增大。川东北天然气藏的形成与保存由燕山期的埋深、喜山期的抬升及异常压力系统的保持情况三者共同决定, 压力封闭为成藏的关键因素。因此, 川东北天然气藏勘探应着眼于异常压力系统此一整体, 立足于叠置多层勘探。

关键词: 天然气藏; 超压系统; 水溶气; 压力封闭; 川东北

中图分类号: TE112 文献标识码: A

Characteristics of gas accumulation in northeastern Sichuan basin

Xu Yangang^{1,2} He Ziai² Zeng Fangang³

(1. Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan; 2. Jingzhou Institute of Frontier Petroleum Exploration, Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Jingzhou, Hubei; 3. College of Environment, Renmin University of China, Beijing)

Abstract: Gas reservoirs in northeastern Sichuan basin are distributed in three overpressured systems, i. e. Lower Cambrian-Silurian (ϵ_1-S), Lower Permian-Lower Triassic (P_1-T_1) and Upper Triassic-Middle Jurassic (T_3-J_2), and are characterized by multilayer superimposition. The scale of gas accumulations depends on degasification of water-soluble gas under overpressured condition. A burial depth of 4500m can be taken as boundary, under which water is produced, while above which gas is produced, and gas output increases along with the increase of uplifting. Formation and preservation of gas accumulations in northeastern Sichuan basin are determined by burial depth in Yanshan period, elevation in Himalayan period and preservation of abnormal pressure system. Pressure sealing is the key factor to gas accumulation. Therefore, gas exploration in this area should be based on prospecting the superimposed multilayers, and aiming at the overall abnormal pressure system.

Key words: gas accumulation; overpressured system; water-soluble gas; pressure seal; northeastern Sichuan basin

川东北是四川超压盆地的一部分, 由3个异常压力系统组成: 下部早寒武世—志留纪(ϵ_1-S)高压系统(座3井寒武系压力系数1.89)、中部早二叠世—早三叠世(P_1-T_1)高压系统(压力系数2.17~1.54)、上部晚三叠世—中侏罗世(T_3-J_2) (或 J_2)高压系统(压力系数1.64~1.42)。3个高压系统之间为常压层系。它们既是独立的成烃、成藏单元, 又是相互依赖的保存单元, 构成以压力

为主导的含油气系统。

1 气藏多层叠置

异常高压系统的共同特点: 一是系统内连续高压, 由上向下递增; 二是各系统拥有各自统一的源岩。前一特征构成由深到浅的压力流体势, 决定了天然气垂向运移的主导势态。川岳84井4个含气层 $\delta^{13}C_1$ 由下向上变轻: 茅口组(P_{1m})为

-2.940%,龙潭组(P_2l)为-3.043%~-3.172%,长兴组(P_2c)为-3.165%,飞仙关组(T_1f)为-3.226%,反映为幕式活动的遗迹,幕式运移的结果,代表高压系统内垂向运移的过程。后一特征决定高压系统内成藏层系不受某个静态的生储盖组合控制,而是取决于异常高压系统内,压力动态的消长与沉淀,以及系统内岩石的结构特征。如川涪82井嘉陵江组二段气层夹于膏盐层之间,曾被认为是自生自储,而实际上其气源应是高压系统内的统一气源。证据是钻达嘉陵江组二段气层时发生强烈井喷,多次加重泥浆压井均不成功,不得已控制连续放喷11天,但喷势基本稳定不变,表明气层有充沛的能量与物质的多级补给,只能解释受控于异常高压系统这一整体,绝非嘉陵江组的某一源岩。

川岳84井4个含气层的 $\delta^{13}C_1$ 值在-2.940%~-3.226%(表1),属同源的腐泥型裂解气;章平澜等*对川涪82井雷口坡组(T_1l^2)、川岳83井飞仙关组(T_1f^2)、川岳84井龙潭组(P_2l)、茅口组(P_1m)海相层位的气样进行分析,其 C_6 - C_{18} 液态烃组成特征基本一致,结论为各层同源。都可为上述认识提供旁证。

表1 川岳84井稳定碳同位素分析数据表

Table 1 Analytic data of stable carbon isotope in Chuanyue 84 well

样号	层位	井深/m	$\delta^{13}C_1$ / %	$\delta^{13}C_2$ / %	$(\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2)/\%$
气-1	T_1f^1	4 591.9~4 592.6	-3.226	-3.124	0.102
气-3	P_2c	4 652.0~4 654.5	-3.165	-3.119	0.046
气-5	P_1l	4 857.5~4 858.0	-3.172	-2.871	0.301
气-6	P_1l	4 902.9~4 903.2	-3.067	-2.890	0.177
气-7	P_1l	4 923.3~4 926.2	-3.043	-3.026	0.017
气-8	P_1m^2	5 070.0~5 072.7	-2.940	-3.032	-0.092

由 T_3 - J_1 高压系统控制的陆相气藏,据川西资料其气源都与须家河组上组合(T_{3x}^4 - T_{3x}^5)有关^[1],亦具统一的气源。

异常高压系统的压力、气源特征,决定了系统内、外气层的多层叠置,如卧龙河气田发现了香溪、雷一²、嘉五¹、嘉三、嘉二³、嘉二²、嘉一、长兴、阳三、黄龙组等10个层位的气藏,福成寨、大池干、铁山等气田,也都有4~5个层位形成气藏,其中除高压系统外的常压气藏黄龙组、灯影组层位固定外,高压系统内的成藏层位都不固定,正如

Hunt^[2]对库克湾的描述那样:“一些封盖含有互层的渗透层与非渗透层,这些岩层像密封的三层平板玻璃一样,当打破第一密闭层流体就被圈闭在第二盖层之下;打破第二层,流体就被第三层所圈闭”,决定因素是压力,而非储集层的优劣。正因如此,川涪82井飞仙关组三段40.5 m的鲕粒灰岩储层没有形成气藏,反而嘉陵江组二段形成裂缝性储层气藏。川东北川岳83井、毛坝1井飞仙关组工业气层,都不是真正意义的孔隙储层,无不与裂缝的叠加有关。

川西亦是如此,前陆拗陷发现的4个含气构造的地层压力系数均大于1.8,而且油气高产富集与裂缝息息相关^[2],打到裂缝的井日产可达数十万立方米,未打到裂缝的井低产或无产^[3,4]。正因为受压力与裂缝控制,甚至形成泥岩储集体^[5],突破了储层的传统概念。

因此,川东北目的层的选择应是“有主要目标,而不唯主要目标;着眼于孔隙储集层,而不限于孔隙层;立足叠置,多层勘探”。

四川盆地的油气藏与古隆起息息相关,已为勘探实践所证实,多分布于古隆起的核部与周缘^[6~8]。

与川东北紧邻的开江古隆起核部与上斜坡为气藏的集中部位,东侧的下斜坡则多为水层:①核部和周边的39个圈闭中,含气圈闭占69.23%,含水圈闭占25.64%,干层占5.13%;东侧下斜坡25个圈闭中,含气圈闭占32%,含水圈闭占56%,干层占12%。②核部与周边圈闭气藏充满度多达100%;东侧下斜坡含气圈闭充满度未超过80%,往东到洋渡溪、茨竹垭、马鞍槽一带基本以含水圈闭为主。原因在于古隆起为水溶相油气的初期运移提供了侧向聚集的有利场所;而又成为晚期抬升脱气以游离相垂向运移的优势气源。因为干酪根转化成气与裂解成气的转换比相差近10倍,古隆起的水溶相出溶脱气自然成为晚期聚集成藏的主要气源,形成以古隆起为背景的气藏多层叠置,跨越了某个生储盖组合的控气作用,而受制于整个异常压力系统。

2 出溶成藏

超压条件下水溶相天然气的成藏,取决于脱

* 章平澜,王守德,蔡立国,等.川东北区域油气有效保存条件研究及有利区带目标评价.2001

溶程度,只有出溶才能成藏;而出溶程度又决定于构造的隆升幅度。

乐山-龙女寺古隆起气藏的分布特征表明,以埋深4 500 m为界,界线之上产气,界线之下的盘1井产水^[6],而且产气量随地层抬升幅度的增大而增大。埋深界于4 000~4 500 m的科1井、平安1井、女基1井最大产气量为 $1.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,而埋深3 000~4 000 m的资3井产气量达 $11.54 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,表明隆升幅度控制天然气的出溶程度。

原因在于甲烷的溶解度与压力、温度有关,尤其在压力增大的前提下溶解度的变化趋势更为显著。黑海北岸刻赤半岛井深3 000 m时,气水比为5,井深3 000~4 000 m时气水比为7,井深4 000~4 500 m时气水比增至19;美国墨西哥湾海岸平原井深4 500 m时气水比达27,井深6 000 m时高达92.8^[9];我国莺歌海盆地乐东30-1-1A井的情况亦是如此,随埋深所引起的压力、温度增高,气水比呈非线性增长(表2)^[10]。说明埋深过大不是出溶而是溶解。

表2 乐东30-1-1A甲烷溶解度数据表^[10]

Table 2 Datasheet of methane solubility in
Ledong 30-1-1A well (After ref. 8)

深度/m	温度/℃	压力/MPa	溶解度
3 247	154	50.446	8.0
4 232	206	76.176	15.4
4 516	211	81.288	20.1
4 828	234	87.264	28.1

中国最大的气田——克拉2号气田曾埋深7 000 m,目前的成藏深度为3 824 m;四川威远大气田也曾埋深8 000 m,目前的成藏深度小于2 500 m,都证明晚期的抬升、脱气是成藏的必要条件。

据Zolotov计算^[11],若地层水饱和气,即使地层水矿化度按100 g/L计算,当地层由6 000 m抬升至4 000 m时,每立方米地层中可析出气 10 m^3 ,说明出溶脱气与抬升幅度的关系。所以,川东北勘探目的层的确定,必须综合考虑三个条件:(1)燕山期的埋深;(2)喜山期的抬升幅度;(3)异常压力系统高压的保持状况。深埋是基础,抬升是条件,高压系统的保持是关键,只有三者的珠联璧合方是川东北天然气成藏的最佳层段。

基于上述认识,川东北各区块目的层埋深不宜过大,目标的选择应有所侧重,通南巴、宣汉-

达县区以 P_1-T_1 异常高压系统控制的箱内、箱缘成藏层系为主攻勘探目标,以嘉陵江组、飞仙关组为主,长兴组、茅口组为次;巴中区以 T_3-J_1 异常高压系统控制的箱内、箱缘、箱外成藏层系为主攻勘探目标。

黄龙组是川东地区的主要含气层系,但在川东北不宜将其视为主要勘探目标,依据是:①埋深多大于6 000 m,不是出溶而是溶解;②即或有黄龙组沉积也是接近尖灭带的边缘,据川东勘探实践,黄龙组边缘带呈自我封闭状态,形成超高压的独立水藏,压力系数达1.70~2.19^[12],几乎全部位于川东黄龙组储层周边尖灭线附近,其北部边缘正是宣汉-达县区的南部,如七里6井、铁7井、双石1井,黄龙2井等皆为水层;③据黄龙组残厚小于10 m区所钻的24口井,除相22井产气外,其余皆为不产气的干井;④当今世界已发现气田的深度虽达9 000 m,但随着深度的加大,气田规模与储量都急剧下降,勘探风险增强。

3 压力封闭

整体封存是气藏能否最终保存的关键^[13],因为天然气与石油不同,其最大的特性就是易于散失。据付广对三肇凹陷($6 500 \text{ km}^2$)扶余油层天然气扩散量的计算,累计扩散损失量为 $3.57 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占生气总量的27.39%^[14];黄志龙等对四川平落坝沙溪庙组气藏的计算,在形成气藏的23 Ma之间,沙溪庙组通过单位面积盖层的扩散损失量为 $57.52 \text{ m}^3/\text{m}^2$,总损失量为 $5.43 \times 10^8 \text{ m}^3$ (据圈闭面积 9.608 km^2 计算)^[15],其扩散损失之巨十分惊人。

对川东北整体封存起决定性作用的是压力封闭,即异常压力系统的整体封闭作用。证据是川东石炭系黄龙组气层的直接盖层为梁山组,根据计算它能够封闭气藏的高度为73.31~236.21 m,但川东不少气藏的高度远远大于此一数值,卧龙河气藏高度1 560 m,沙罐坪大于1 200 m,五百梯大于800 m。说明对黄龙组天然气气藏封闭起决定性作用的是 P_1-T_1 异常压力系统的压力封盖。

3.1 事实依据

(1)川东凡形成石炭系工业气藏者 P_1-T_1 异常压力系统的压力系数均高于黄龙组,压差达0.2以上者为工业性气藏(表3);凡低于或与黄龙组压力系数相差无几者,均为水层(表4)。

表 3 川东地区压力封闭及富集层系特征表

Table 3 Characteristics of pressure seal and accumulation zone in eastern Sichuan basin

构造	压力封闭层系			富集层系		
	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
卧龙河	P _{1m}	78.67	1.68	C ₂	56.80	1.42
福成寨	P _{1m}	44.85	1.50	C ₂	48.55	1.28
沙罐坪	P _{1m}	66.32	1.82	C ₂	40.03	1.18
张家场	P _{1m}	56.74	1.44	C ₂	52.09	1.21
大池干井(万顺场)	P ₁	41.67	1.56	C ₂	38.72	1.20
相国寺	P _{1m}	36.26	1.52	C ₂	27.89	1.28
五百梯	P _{1m}	59.99	1.65	C ₂	59.74	1.33
雷音铺	P _{1m}	59.83	1.66	C ₂	45.22	1.22
双家坝	P _{1m}	72.06	1.53	C ₂	54.02	1.12
新 民	P _{1q}	83.55	1.70	C ₂	67.95	1.36
板 东	P _{1m}	62.91	1.77	C ₂	49.68	1.31
铁山南	P _{1ch}	53.10	1.42	C ₂	48.76	1.25
大坪埡口	P _{1q}	37.89	1.30	C ₂	30.92	1.02

表 4 川东地区压力封闭破坏及其对富集层的影响

Table 4 Damage of pressure seal and its impacts on accumulation zones in eastern Sichuan basin

构造	压力封闭层系			富集层系			测试结果
	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	
石宝寨	P ₂	44.23	1.14	C ₂	59.42	1.25	产水
黄泥堂(下盘)	P ₂	39.50 ±	1.13	C ₂	39.68	1.08	产水
苟家场	P ₁	41.35 ±	1.30 ±	C ₂	44.38	1.22	产水
蒲包山(上盘)	P ₁	24.91 ±	小于 1.09	C ₂	29.07 ±	1.06	产水
邓家坝	P ₁	大于 52.05	大于 1.21	C ₂	63.61	1.40	产水

(2) 压力封闭对油气成藏的封存功能, 已为国外的油气勘探实践所证实, 美国、加拿大、阿尔及利亚、委内瑞拉、科威特、日本都有实例为证, 如加拿大西部深盆白垩系储层之上, 凡有压力封闭的井都为产油气的井, 凡无压力封闭者皆为产水井^[16]。

(3) 川东北目前的勘探实践亦是如此, 川涪 82 井、川岳 83 井、毛坝 1 井、普光 1 井等产气井 P₁—T₁ 异常压力系统皆保持完好; 而失利的川 64 井、雷西 1 井、川 25 井、双石 1 井、黄龙 1 井等, 则毫例外地严重泄压, 高压带顶界下移(图 1)。

3.2 理论依据

据刘方槐计算^[17], 压力系数为 1.3 的高压泥岩, 其封盖的气柱高度是物性封闭的 11 倍; 当压力系数为 2.0 时, 则可达到 37 倍, 其封存功能是物性封闭所不能比拟的。

异常压力封闭系统, 实际是一个物性、浓度、压力为一体的复合系统, 既可凭借毛细管阻力限制游离气的散失, 又可依赖孔隙流体压力和异常烃浓度, 有效地阻止扩散相与水溶相天然气的散失。

整体压力封存的优势, 在于它能够维持压力

的动态平衡, 具有整体调节的自组织功能。

(1) 异常压力系统的油气聚散是一个动态平衡过程, 当系统内的烃浓度与压力的积累达到一定的临界值时, 则会超压破裂、混相涌流, 构成系统外的常压气藏, 直到压差减小异常高压系统封闭, 进入新一轮的烃浓度与压力的再次积累, 然后形成另一新的破裂、涌流。如此往复由平衡→不平衡→平衡→不平衡, 以维持系统内外的一定压差, 形成压力调整、平衡的整体效应。

(2) 石炭系黄龙组气藏的压力系数一般为 1.2 以下, 但有些地方如卧如河、五百梯、新民、板东等气藏, 黄龙组的压力系数分别增至 1.42, 1.33, 1.36, 1.31, 但其上异常压力系统的压力亦相应增为 1.68, 1.65, 1.70, 1.77, 显示了调整、平衡的自组织功能。

4 小结

(1) 气藏多层叠置层位不固定的特点, 取决于高压系统内压力动态作用的消长与沉浮, 是系统内统一压力、统一气源, 垂向幕式活动的结果。目

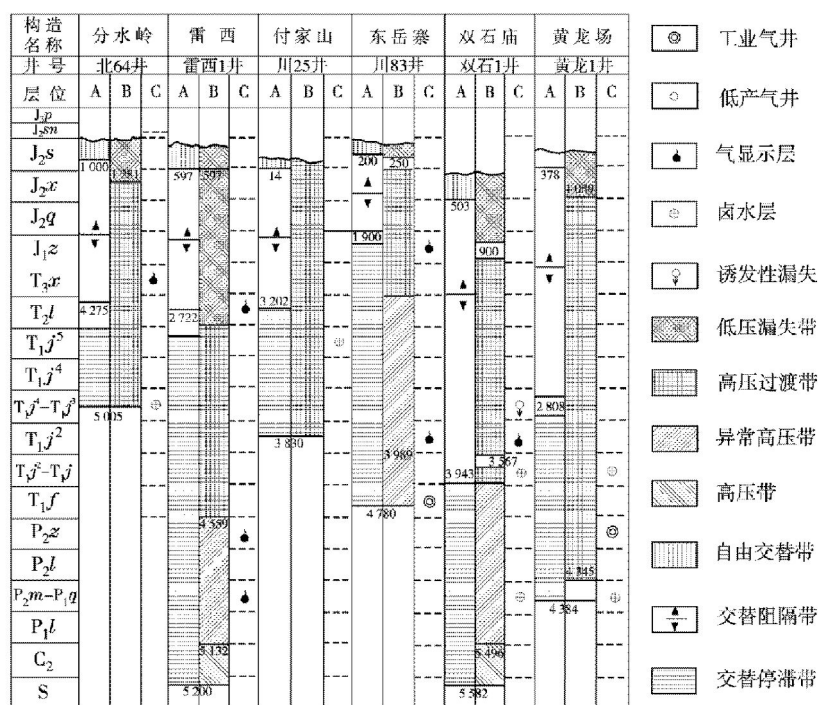


图1 宣汉-达县地区水文地质及地层压力垂直分布图

Fig. 1 Vertical distribution of hydrogeologic conditions and formation pressures in Xuanhan-Daxian area

A—水文地质分带; B—地层压力分带; C—流体产出情况

的层的选择应着眼于异常压力系统的整体,立足叠置多层勘探。

(2) 超压条件下水溶相天然气的成藏取决于脱溶程度,只有出溶才能成藏,这是川东北成藏的特殊因素;而出溶程度又决定于构造的隆升幅度。所以,川东北勘探目的层的确定,必须考虑燕山期的埋深、喜山期的抬升和异常压力系统的保持状况等三者的统一。

(3) 压力封闭是川东北天然气成藏保存的主导形式,高压系统的保持与否,成为天然气能否整体封存的关键。

参 考 文 献

- 关效如. 四川盆地川西凹陷侏罗系天然气气源的追踪[J]. 石油实验地质, 1991, 13(3): 238~245
- Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartment[J]. AAPG Bull, 1990, 74(1): 1~2
- 吴世祥. 川西前陆盆地勘探思路分析[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(3): 210~216
- 谢泽华. 天然气成藏模式与勘探方法[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(2): 144~147
- 金晓华. 川西天然气勘探新进展[J]. 石油与天然气地质, 1988, 9(3): 313
- 郭正吾, 邓康龄. 四川盆地的形成与演化[M]. 北京: 地质出版社, 1996
- 李晓清, 汪泽成, 张兴为. 四川盆地古隆起特征及对天然气的控制[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(4): 347~351
- 徐言岗, 贺自爱, 王津义. 湘鄂西地区油气前景探析[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 356~361
- 邓运华. 渤海湾实现稳产100万吨石油资源分析及勘探战略方向[J]. 中国海上油气(地质), 1997, 11(6): 415~419
- 张泉兴, 李雨梁, 胡忠良, 等. 莺歌海盆地梅山组石油深海成因和水相运移[J]. 中国海上油气(地质), 1989, 3(2): 25~33
- Zolotov A N. 对深层油气勘探前景的预测[A]. 见: 胡文海, 李昭仁. 第十二届世界石油会议报告论文集(第一分册)[C]. 北京: 石油工业出版社, 1987. 49~55
- 刘树根. 川东石炭系气藏含气系统研究[J]. 石油学报, 1997, 18(3): 13~22
- 戴少武, 贺自爱, 王津义, 等. 整体封存体系的内涵[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(2): 107~114
- 付广. 松辽盆地三肇凹陷扶余油层天然气扩散量及其地质意义[J]. 石油与天然气地质, 1994, 15(1): 94~99
- 黄志龙, 郝石生. 天然气扩散与浓度封闭作用的研究[J]. 石油学报, 1996, 17(4): 36~40
- Magara K. 压力封闭——烃圈闭的重要因素[J]. 陈炜, 译. 油气地质译丛, 1993, (4): 1~11
- 刘方槐. 盖层在气藏保存与破坏中的作用及其评价方法[J]. 天然气地球科学, 1991, (5): 220~232