

构造挤压在川东北地区飞仙关组 异常高压中的作用

熊建华¹, 施豫琴¹, 过敏²

{ 1. 中国石油化工江苏油田分公司, 江苏 泰州 225200 }
{ 2. 成都理工大学能源学院, 四川 成都 610059 }

【摘要】 根据川东北飞仙关组地层压力分布与气藏的特征关系,研究飞仙关组异常高压形成的地质基础及构造挤压在异常高压中的作用。川东北飞仙关组鲕滩气藏原始地层压力在平面上分布极不均匀,高异常压力区呈局部块状分布。异常高压气藏多处于海槽区和台内致密灰岩分布区,储层以裂缝型为主,甲烷含量高、储层不含或者含极少量的沥青、硫化氢含量小、储层岩性以灰岩为主,储层连通范围小等特征。中三叠统雷口坡组及下三叠统嘉陵江组青盐岩发育和封闭是高异常压力形成的地质基础,燕山晚期和喜山期的构造挤压则是飞仙关组异常高压形成的主要原因。

【关键词】 飞仙关组;异常高压;构造挤压;川东北

中图分类号:TE122.1 文献标识码:A

文章编号:1001-6872(2010)03-0083-06

自 Dickinson(1953)报道了美国墨西哥湾中新生界的异常压力以来,沉积盆地发育的异常压力得到了广泛关注^[1]。目前全球 180 个沉积盆地中约有 160 个沉积盆地的油气分布与异常高压存在因果关系^[2]。关于异常高压的成因机理,主要有:欠压实作用^[3]、烃类生成作用^[4]、液态烃类的热裂解作用^[5]、构造挤压^[6,7]、蒙脱石向伊利石转化^[8]及水热增压作

用^[3,9]等。尽管异常压力成因多种多样,但就一个特定的异常压力体系而言,应以某一种因素为主。

抬升过程中卸载和温度的降低使得油气生成、水热增压和矿物的转变都趋于停止,难以形成和维持超压,此时构造挤压往往是形成超压最主要的机制^[6,7]。有些地区构造挤压的增压作用可以抵消构造抬升引起的减压作用,因此有可能不会表现出异

收稿日期:2010-04-28; 改回日期:2010-08-27

作者简介:熊建华,男,41岁,高级工程师,油气田开发地质专业,研究方向:成藏动力学。

常低压。库车坳陷就是这种情况,构造抬升使库车坳陷大部分地区新近系超压消失,而埋藏较深、挤压应力较强的层位形成超压^[10]。利用数值盆地模型模拟构造应力对超压的贡献认为,在完全封闭条件下作用于地层的构造应力的30%~50%可转化为地层流体压力^[7]。四川盆地在构造挤压占川西地区上三叠统异常高压贡献的80%~100%^[11]。可见构造挤压是形成异常高压的一个重要机制。

四川盆地碳酸盐岩多套层系均发育超压^[12],飞仙关组是四川盆地东北部重要的产层之一,已获气藏20余个,代表性的有普光、罗家寨、铁山坡、渡口河等高含硫化氢大型气田;也有不含或微含硫化氢的气藏,代表性的有河坝、东岳寨、沙溪坪等。这两类气藏在储层性质、流体性质及现今压力状态等方面差异极大。川东北地区位于扬子板块的北部边缘,地史上受到多期次、多方向的来自川东褶皱带、大巴山以及其他周缘山系的挤压应力^[13~16]。特别是自飞仙关组油气充注成藏以来^[17],在燕山-喜山构造运动中,该区受到自北向南强烈的挤压作用,发生了强烈的挤压褶皱^[18,19]。研究从现今压力分布特征与气藏关系入手探讨构造挤压对川东北飞仙关组异常高压的作用。

1 飞仙关鲕滩气藏压力分布特征及与气藏特征关系

川东北地区属于丘陵山地,地面海拔为300 m

~1 000 m,地腹构造起伏变化较大,不同深度地层压力对比困难。为了消除地面海拔对压力研究的影响,采用拟压力系数来描述目前的压力状况^[20],取该地区地面平均海拔+400 m作为统一折算标准面,将折算后的地层压力与同深度静水压力之比作为该测点的拟压力系数。拟压力系数为0.9~1.25为正常压力,1.25~1.45为弱高压,1.45~1.65为异常高压,大于1.65为超高压。

根据川东北地区下三叠统飞仙关组120余口井的原始地层压力测试资料,将其折算成拟压力系数,发现飞仙关组鲕滩气藏原始地层压力在平面上分布极不均匀,异常高压区呈局部块状分布,平面上可划分为6个不同的压力区域(图1)^[21]。

图1中A、B和C区分别是川东中南部大竹—垫江—丰都以南的超高压区、开江—梁平海槽超高压区和大池干北—高峰场异常高压区,拟压力系数分别为1.6~1.92、1.65~2.28和1.45~1.65。3个区对应海槽区及台地内部云岩欠发育区。气藏储层主要为鲕粒灰岩、溶孔鲕粒灰岩、泥晶云岩、泥晶灰岩、含泥泥晶灰岩,有效储层厚度小,储层物性差。如沙溪坪鲕滩储层约95%的薄片样品为灰岩类,储层平均孔隙度仅为1.25%,渗透率均小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储集类型为孔隙-裂缝或裂缝型。由于没有经历过古油藏和硫酸盐热化学还原反应过程,这类气藏基本不含或微含硫化氢,代表气田包括沙溪坪、毛坝场、东岳寨、河坝场、新市和高峰场等(表1)。

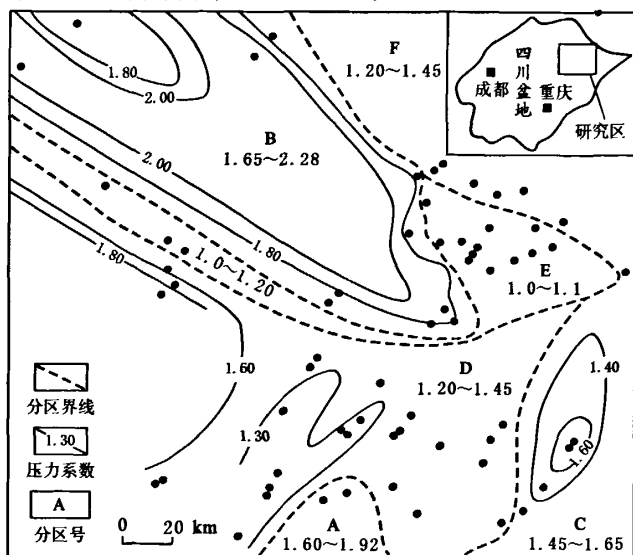


图1 川东北地区下三叠统飞仙关组拟压力系数分布^[21]

Fig. 1 Distribution map of pseudo pressure coefficient for the Feixianguan Formation, Northeastern Sichuan

表 1 川东北地区飞仙关气藏气水界面处拟压力系数与流体性质关系

Table 1 Relationship between pseudo pressure coefficient and fluid property in the Feixianguan Formation, North-eastern Sichuan

压力分类	气田	代表井	实测地层压力 /MPa	折算海拔+400m 拟压力系数	$w(\text{CH}_4)$ /%	$w(\text{H}_2\text{S})$ /%	气水界面拟压力系数
超高压	河坝场	HB1	111.11	2.28	94.87	0	2.28*
	毛坝场	MB1	82.157	1.89	92.11	0	1.89*
	东岳寨	CY83	78.98	1.67	95.81	0	1.67*
弱高压	龙门	TD4	42.484	1.254 1	90.69	5.976	1.214 2
		TD5	43.780	1.295 6	90.82	6.347	1.251 8
		TS5	34.900	1.311 5	98.6	0.02	1.224 8
	铁山	TS11	34.784	1.287 9	97.99	0.088	1.218 4
		TS13	34.589	1.293 6	98.23	0.495	1.218 9
		JZ1	32.902	1.302 4	90.95	6.73	1.294 3
正常压力	金珠坪	D1	45.380	1.079 2	82.7	16.21	1.050 4
		D2	46.331	1.087 3	78.74	16.24	1.069 0
		D3	45.940	1.077 7	73.71	17.06	1.058 0
		D4	46.020	1.100 7	83.73	9.81	1.064 6
	渡口河	LJ1	40.589	1.335 7	75.29	10.49	1.087 2
		LJ2	40.454	1.345 7	84.68	8.77	1.071 8
		LJ4	42.008	1.210 4	84.5	7.13	1.075 0
	罗家寨	PG1	55.66	1.036 2	75.86	14.41	1.033 6
		PG2	55.63	1.135 6	74.46	16.89	1.027 9
普光	普光						

注：* 裂缝性气藏没有明显边底水

D 和 F 区包括川东腹地铁山—云和寨—福成寨—七里峡—龙门等弱高压区和川东北北部弱高压区,拟压力系数为 1.25~1.45。D 和 F 区对应台地内部鲕粒滩、局限海泻湖潮坪相区。气藏储层横向变化大,既发育粉晶云岩、角砾云岩、溶孔云岩、鲕粒灰质云岩,亦多见粉晶灰岩、鲕粒灰岩,有效储层薄,储层物性好一差。气藏具有孔隙-裂缝、裂缝-孔隙或裂缝型多种储集空间类型,气水界面拟压力系数一般为 1.20~1.30(表 1),气藏连通范围有限或分属多个压力系统。这类气藏包括铁山、双家坝、龙门、金珠坪、朱家坝、马槽坝等。

E 区为川东北中部以及元坝-龙岗正常压力区,对应台地边缘鲕滩(坝)相区。气藏实测压力系数绝大多数小于 1.25,折算到气水界面拟压力系数多小于 1.08(表 1),为正常地层压力。因气水密度差的影响,气藏气柱高度越大,其顶部压力异常幅度就越大。储层主要为溶孔鲕粒云岩和残余鲕粒云岩,有效储层厚度大,储层物性好。储集类型主要为孔隙型。如普光气田 PG2 井,测井解释有效储层厚度为 329 m,其中 I、II 和 III 类储层分别占 26.7%,51.7% 和 21.6%,I 类和 II 类储层的平均孔隙度为 12.01%,平均渗透率为 $11.775 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。代表气田有罗家寨、渡口河、普光、龙岗和元坝等。这类气藏经历过古油藏、

古油藏裂解成气和硫酸盐热化学还原反应过程,表现为现今气藏储层含沥青质高和气藏流体含硫化氢高的特征,是天然气富集的重要区域,占飞仙关组已发现储量的 85% 以上。

2 异常高压形成的地质基础

川东北膏盐岩十分发育,主要发育于中三叠统雷口坡组及下三叠统嘉陵江组,在下三叠统飞仙关组局部地区亦很发育(表 2)。

在三叠系膏盐层中,尤以下三叠统嘉陵江组嘉四段最发育,具有总厚度大、单层厚度大、硬石膏及岩盐厚度稳定、对比性好、连续性好的特点。其次是嘉二段,虽厚度及单层厚度不如嘉四段,但同样具有层位稳定、对比性好、连续性好的特点。中三叠统雷口坡组也是一个重要的膏盐岩发育层段,虽总厚度较大,但较分散,因而层数多,单层厚度小,横向可对比性相对较差。下三叠统嘉陵江组嘉五段亦是膏盐岩发育层段之一。

膏盐岩具有较大的塑性变形能力,在受构造压力的影响下,仍能保持侧向的连续性,具有较大的封闭能力。区域上的分布稳定性及厚度稳定性,构成了川东北地区中三叠统及其以下海相碳酸盐岩区域性的完整储盖组合,同时也构成了飞仙关组、嘉陵江组气层的直接盖层。近年来的研究表明,泥岩盖层的有效性随着压实致密化(成岩压实与构造压实)也存在着发生—发展—消亡的过程,而且其对油气的封闭性能还受岩石自身的成分影响,如含钙质、砂质、硅质、膏质等,因此,随着时间的增加与压实作用的加强,泥岩因脱水作用而逐渐失去可塑性,最终导致裂缝产生而使封闭性能失效。而深部的膏盐岩由于可塑性的增高,封闭性能改善,因此对天然气的封闭能力进一步增强。

从现有部分井嘉二—嘉一段测试地层压力看,

表 2 达县-宣汉地区三叠系膏盐岩统计表
Table 2 Statistics of Triassic gypsum in the Daxian-Xuanhan area

地层	组	段	C84 井			SS1 井			LX2 井			LX1 井		
			地层厚度 /m	膏盐厚度 /m	占比	地层厚度 /m	膏盐厚度 /m	占比	地层厚度 /m	膏盐厚度 /m	占比	地层厚度 /m	膏盐厚度 /m	占比
坡	L ³	112.5	2											
		228.5	95	273	57	20.9	286.5	53	18.5	333	60	18		
		43.5	16											
		36	3.5	217	45	20.5	155	42	27.1	176.5	63	35.7		
		51.5	8.5	423.5	412	97.3	76.5	35.5	46.4	294	128.5	43.7		
嘉陵江组	J ³	182	1.5	242	2	0.1	202.5	0		164	0			
		176	64	212	82	38.7	185.5	55.5	29.9	178	63.5	35.7		
		334	0	340.5	0		341.5	0		342	0			

表3 川东北地区部分井嘉二一嘉一段测试地层压力统计表
Table 3 Statistics of tested stratum pressure for the First and Second Members of Jialinjiang Formation in the northeast Sichuan

构造名称	井号	层位	测试井段 /m	气产量 /($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	水产量 /($\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	地层压力 /MPa	压力系数
黄龙场	HL1	嘉一	3 237.37~3 321.00	无	374.56	52.55	1.61
黄龙场	HL8	嘉二	2 618.58~2 720.00	0.148 9		46.86	1.76
铁山	TS14	嘉二	2 286.36~2 371.00	微		29.21	1.26
双庙场	SM1	嘉二	3 568.00~3 580.00	0.296 7	27.5	51.10	1.43
河坝场	HB1	嘉二	4 486.00~4 500.00	8.655 8		94.77	2.09

普遍具异常高压和超压(表3),说明中三叠统雷口坡组及下三叠统嘉陵江组膏盐岩发育和封闭是高异常压力形成的基础。

3 构造挤压作用

现今飞仙关组异常高压气藏为不含或微含硫化氢气藏,气藏没有或很少发现残余沥青,如 HB1 井、JZ1 井、沙罐坪构造多数井(10 口井岩心和岩屑,铸体薄片 70 个,仅 9 个见沥青)储层残余沥青极少或不发育。说明气藏没有经历过古油藏过程,而是直接充注天然气,也就不存在油裂解成气的增压过程。

川东北在地史中经历了多次构造运动,其中最具影响的是印支晚期、燕山中晚期及喜马拉雅期。印支晚期以褶皱为主,燕山晚期、喜马拉雅期发生强烈构造抬升挤压作用^[18,19]特别是距今 105 Ma~80 Ma 和距今 12 Ma 以来的两次构造运动^[18]。

不同的储层类型对应力敏感强度不同,孔隙型碳酸盐岩应力敏感程度为弱,属于弹性形变;裂缝型

应力敏感程度为中等偏强,属于塑性形变的范畴^[22]。在有效应力作用下,裂缝首先被压缩闭合。因此在同等应力作用下,裂缝型碳酸盐岩储层首先出现高压,由于裂缝的自闭性较强不易泄压。同时,飞仙关组孔隙型储层储集空间展布的规

模大、储层空间发育,对地层压力有一定的均化作用,在地史演化中不易憋压,所以正常压力多表现为大储量系统;而储集空间小的裂缝系统,与外界连通有限,无论自身增压或外来因素,都容易憋压,从而异常高压或超高压多表现为小储量系统。

川东北飞仙关组现今异常高压成因为构造挤压还有以下两个方面的证据:

(1)川东北地区飞仙关组鲕滩储层产水井除与气藏有关的边、底水为正常压力外,纯产水系统为明显高压或轻超压特征(表4);同时川东石炭系与气藏无关的独立含水系统均为异常高压,其地层压力在 64.102 MPa~82.729 MPa,压力系数为 1.40~2.21(表5),这些井岩性以去云(膏)化灰岩、泥晶灰岩及石膏为主,孔隙不发育^[23]。以上资料表明,无论是飞仙关组还是石炭系储层,川东北地区已发现的产纯水井表现为明显的高压或超高压特征,出现异常高压的单井都具有以下特征:①为独立、纯水系统,产微气或无气;②储层条件差,与大的含气系统不连通。

由于储层条件差,很容易想到连通性差容易憋压,这是高异常压力形成的基础,而且成岩作用过程一般是在水岩发生大范围交换过程中完成,溶蚀作用使体系更加开放,充填则形成封闭环境,但是仅仅有封闭条件,并不一定形成高压。综观异常压力的成因,碳酸盐岩中的独立、纯水系统很难与生气增压、欠压实、蒙脱石脱水等因素相联系,而且目前裂缝系统表现为明显高压,构造抬升又是降压过程。此外,川东石炭系独立含水系统岩性以去云(膏)化灰岩、泥晶灰岩及石膏为主^[23],由于泥质和膏岩含量的增加会增加岩石的塑性,降低岩石的脆性^[24],这样更利于形成构造挤压型超压。这也可能是川东石炭系独立含水系统比川东北飞仙关独立含水系统超压明显的缘故。

(2)川东地区阳新统、长兴组、嘉一段平面上异常高压区均主要分布在丰都-垫江地区以

表4 川东北地区飞仙关鲕滩储层产水井压力统计
Table 4 Statistics of pressure and water-producing for oolitic beach reservoirs, northeastern Sichuan

构造	井号 (产流体情况)	中部海拔 /m	地层压力 /MPa	压力系数	备注
铁山坡	P1井(下储层,水)	-3 052.46	47.869	1.372 8	独立含水系统轻超压
铁山坡	P4井(下储层,水)	-2 997.86	47.977	1.387 8	
朱家嘴	ZJ1井(水)	-4 974.36	71.292	1.326 5	
铁山	TS8(水)	-2 652.93	37.438	1.243 6	与气藏连通的边、底水正常压力
龙门	TD55井(气水)	-3 225.96	38.321	1.055 3	
渡口河	D5(水井)	-4 366.34	49.557	1.061 2	
罗家寨	LJ8(水井)	-3 765.32	43.396	0.973 5	
滚子坪	LJ10(水井)	-2 648.83	31.892	0.935 6	

表5 川东北地区石炭系储层高压产水井统计
Table 5 Statistics of water-producing wells for high pressure reservoirs of Carboniferous in the northeastern Sichuan Basin

井号	产层中部海拔 /m	实测地层压力 /MPa	折算压力 /MPa	压力系数	产流体情况	压力状态
C32井	-3 236.62	82.729	98.513	2.21	无气、水 25.5 m ³ /d	超高压
C8井	-3 562.85	82.414	94.982	2.07	无气、水 1.16 m ³ /d	
TX3井	-4 258.72	79.621	85.030	1.76	微气、水 7.8 m ³ /d	
TS7井	-4 292.93	77.056	82.166	1.67	无气、水 5.26 m ³ /d	
QL21井	-3 181.51	66.452	82.800	1.75		
D1井	-4 100.00	64.102	71.285	1.40	无气、水 6.5 m ³ /d	轻超压

注:据沈平,1994^[21]补充

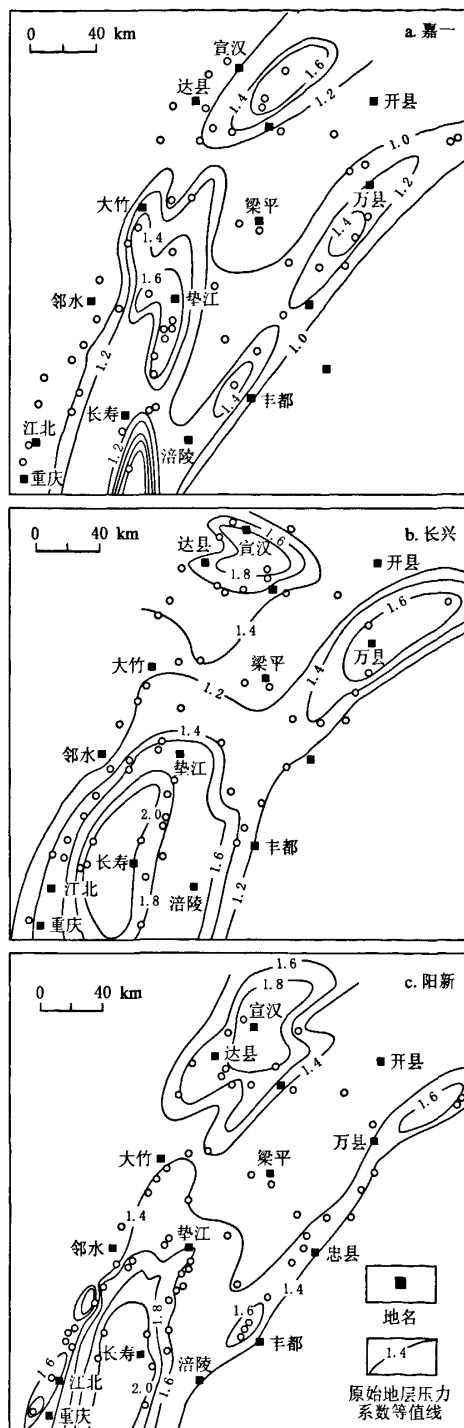


图2 川东地区原始地层压力系数等值线图

Fig.2 Contour map of initial reservoir pressure coefficient in the eastern Sichuan Basin

南、达县以北及宣汉地区(包括目前海槽大部分地区)、铜村-高峰场等3个地区(图2),与川东北飞仙关组异常高压区A,B,C3个区所处位置是吻合的

万方数据

(图1)。这种高异常压力分布在上下层位的一致性,反映具有一个统一的成压背景,这种背景只能是构造因素—构造挤压。川东地区阳新统、长兴组、嘉一段储层不发育,主要为裂缝型储层^[12]。因此,储层不发育且同为裂缝型储层是现今碳酸盐岩超压发育的基本特征,同样的构造挤压是总的背景。

储层不发育的基本特征,同样的挤压构造背景,为什么在一些地区表现为超高压,而在一些地区表现为轻超压,显然局部挤压应力的差异是造成该研究区高异常压力成因的一个重要因素。五宝场地区为3个方向应力的交叉部位,而且储层发育,表现为常压特征;铜村地区为北西西和北东东构造结合部,构造应力较强;丰都—垫江地区以南和达县以北及宣汉地区处于川东高陡构造向南北的转换部位,构造应力容易集中,表现为异常高压或超高压,压力系数大于1.45;而铁山坡—朱家—金珠坪—马槽坝以北地区,以及铁山南—云和寨—天东—云安场一带主要为轻超压,压力系数在1.25~1.45之间。这种压力分布态势应该与构造挤压应力的分布也是有一定关联的。

燕山晚期和喜山期(特别是喜山晚期)的构造挤压可能是裂缝型储层晚期超压形成的主要机制,强烈的挤压应力使裂缝首先闭合,在应力的进一步作用下,使岩石骨架颗粒紧缩,由于裂缝的自闭性较强流体排放不畅,应力增加引起储层孔隙减少的过程受到阻碍,使得流体承受了本由骨架颗粒承受的应力而形成超压。

4 结 论

4.1 飞仙关鲕滩气藏原始地层压力在平面上分布极不均匀,高异常压力区呈局部块状分布,平面上飞仙关组地层压力可划分为6个不同的压力区域:A,B,C区为异常高压和超高压区;D,F为弱异常高压区;E为正常压力区。异常高压或超高压系统多处于海槽区和台内致密灰岩分布区,储层以裂缝型为主,甲烷含量高、储层不含或者含极少量的沥青、硫化氢含量小、储层岩性以灰岩为主,储层连通范围小等特征。

4.2 燕山晚期和喜山期的构造挤压是飞仙关组裂缝型储层异常高压的主要原因。中三叠统雷口坡组及下三叠统嘉陵江组膏盐岩发育和封闭是高异常压力形成的地质基础。

参考文献

- [1] Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast, Louisiana [J]. *AAPG Bulletin*, 1953, 37: 410-432.
- [2] 马启富, 陈思忠, 张启明, 等. 超压盆地与油气分布[M]. 北京: 地质出版社, 2000, 1-29.
- [3] Magara K. Compaction and fluid migration: practical petroleum geology. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1978, 1-319.
- [4] Price L C, Wenger L M. The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis[J]. *Organic Geochemistry*, 1992, 19(2): 141-159.
- [5] Baker C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(8): 1 254-1 261.
- [6] Fertl W H. Abnormal formation pressure: Implication to exploration, drilling, and production of oil and gas reservoirs[J]. *Elsevier, Amsterdam*, 1976, 1-382.
- [7] 罗晓容. 构造应力超压机制的定量分析[J]. *地球物理学报*, 2004, 47(6): 1 086-1 093.
- [8] 杜 棚, 郑洪印, 焦秀琼. 异常压力与油气分布[J]. *地学前缘*, 1995, 2(3): 137-147.
- [9] Baker C. Aquathermal pressuring: role of temperature in development of abnormal pressure zones[J]. *AAPG Bulletin*, 1972, 56(6): 2 068-2 071.
- [10] 宋 岩, 洪 峰, 夏新宇, 等. 异常压力与油气藏的同生关系——以库车坳陷为例[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(3): 303-308.
- [11] 王震亮, 李耀华, 张 健. 川西地区上三叠统异常流体压力的主要形成机制[J]. *石油与天然气地质*, 2007, 28(1): 43-48.
- [12] 李仲东. 川东地区碳酸盐岩超压与天然气富集关系研究[J]. *矿物岩石*, 2001, 21(4): 53-58.
- [13] 童崇光. 四川盆地构造演化与油气聚集[M]. 北京: 地质出版社, 1992.
- [14] 甘昭国, 梁恩宇. 四川盆地褶皱形成时间及其对油气聚集的控制[J]. *天然气工业*, 1988, 8(4): 1-6.
- [15] 郭正吾, 邓康领. 四川盆地形成与演化[M]. 北京: 地质出版社, 1996, 1-163.
- [16] 杜春国, 郝 芳, 邹华耀, 等. 川东北地区普光气田油气运聚和调整、改造机理与过程[J]. *中国科学 D 辑: 地球科学*, 2009, 39(12): 1 721-1 731.
- [17] 马永生, 傅 强, 郭彤楼, 等. 川东北地区普光气田长兴—飞仙关气藏成藏模式与成藏过程[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(5): 455-461.
- [18] 沈传波, 梅廉夫, 郭彤楼. 川东北地区中、新生代热历史的裂变迹分析[J]. *天然气工业*, 2007, 27(7): 24-26.
- [19] 汪泽成, 赵文智, 徐安娜, 等. 四川盆地北部大巴山前带构造样式与变形机制[J]. *现代地质*, 2006, 20(3): 429-435.
- [20] 江兴福, 左云安, 徐人芬, 等. 川东地区飞仙关组地层压力分布特征[J]. *天然气勘探与开发*, 2003, 26(2): 1-5.
- [21] 李仲东, 郝蜀民, 惠宽洋, 等. 鄂尔多斯盆地古生界气藏与深盆气藏成藏机理之辨析[J]. *矿物岩石*, 2009, 29(1): 86-92.
- [22] 何 健, 康毅力, 刘大伟, 等. 孔隙型与裂缝—孔隙型碳酸盐岩储层应力敏感研究[J]. *钻采工艺*, 2005, 28(2): 84-86.
- [23] 沈 平. 川东地区石炭系压力场分区及气水界面预测[J]. *天然气工业*, 1994, 14(4): 25-28.
- [23] 张树东, 司马立强, 刘萍英, 等. 基于测井新技术解释有效裂缝发育规律[J]. *西南石油大学学报*, 2007, 29(1): 23-25.

EFFECT OF TECTONIC COMPRESSION ON THE ABNORMAL PRESSURE OF THE FEIXIANGUAN FORMATION IN THE NORTHEAST SICHUAN

XIONG Jian-hua¹, SHI Yu-qing¹, GUO Min²

1. Sub-Company of Jiangsu Oil and Gas Field, Taizhou 225200, China;
2. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

Abstract: The effect of geological basis and structural compression on the abnormal pressure in the Feixianguan Formation is studied on the basis of relationship between the stratum pressure and the character of gas reservoir. The plan distribution of stratum pressure in the oolitic beach reservoirs in the northeast Sichuan is extremely uneven, characterized by partial distribution of abnormal high pressure. Abnormal high pressure gas reservoirs usually occur in the areas of sea trough or massive limestone. Gas reservoirs are composed mainly of fissure type with a poor connection scale, and have a dominant lithology of limestone. It is considered that the development and closure of gypsum layers in the Leikoupo Formation of Mid Triassic and the Jialinjiang Formation of Upper Triassic are the geological basis for the formation of high abnormal pressure, and the structural compression during the Late Yanshan Movement and Himalayan Movement is the major reason for the formation of abnormal high pressure.

Key words: Feixianguan Formation; abnormal high pressure; structural compression; northeast Sichuan

ISSN 1001-6872(2010)03-0083-06; CODEN: KUYAE2

Synopsis of the first author: Xiong Jianhua, male, 41 years old, a senior engineer of oil & gas field development geology. Now he is engaged in the research of exploration dynamics.