

影响高演化泥岩盖层封闭性的主控因素分析

李双建, 沃玉进, 周雁, 刘伟新

中国石化石油勘探开发研究院, 北京, 100083

内容提要:一般认为泥岩盖层的封闭性随着成岩作用的加深而变差,但是大量油气藏发现和实验测试结果证明高演化泥岩仍具有较高的突破压力和较好的油气封闭性。影响高演化泥岩盖层封闭性的主要因素是什么?如何确定高演化泥岩盖层产生破裂的边界条件,一直是影响其有效性评价的重要基础问题,本文通过对野外泥岩中脉体的包裹体测温,结合地层埋藏史恢复,重建了不同地层中脉体的形成时代,结果表明年代较轻的地层较早产生破裂,年代较老的地层较晚产生破裂,由此证明泥岩盖层在抬升量达到一定值后,会集中产生破裂。通过三轴应力一应变实验模拟了地层条件下泥岩盖层的韧脆性变化特征,结果表明高演化泥岩在一定埋深下,仍具有良好的塑性和封闭性能,影响其封闭性的关键因素是埋深与最大主应力差的变化。

关键词:泥岩;盖层;封闭性;三轴应力实验;破裂

盖层的好坏直接影响油气在储集层中的聚集和保存。常见的盖层有泥岩、页岩、蒸发岩(石膏、盐岩)和致密灰岩等,其中以蒸发岩为最好。蒸发岩盖层之所以具有非常高的封闭性能,主要是因为其矿物组成和排列决定了它具有极低的孔隙度和渗透率和很强的塑性和流动性,而且这些性能几乎不受成岩演化的影响,致使它在受到极为强烈的构造挤压后,仍能具有高的油气封闭能力(徐士林等,2004;金之钧等,2006;高震等,2007)。而泥质岩盖层则不同,其封盖性能主要取决于毛细管阻力及塑性、膨胀性两大方面,两者缺一不可。前者主要是反映盖层孔隙结构的有关参数,如排驱压力或突破压力、孔隙度、渗透率、比表面值及孔隙中值半径等。盖层的塑性、膨胀性评价主要与矿物组成及化学成分有关。如粘土矿物组成、泥岩中的砂质、硅质或钙质含量,以及岩石的密度值、 R_o 值等(郝石生等,1991;黄海平等,1995)。

传统的研究一般认为,泥质岩在中成岩B期的封闭性能最强,随着成岩作用的加深,泥质岩中蒙脱石含量的降低,其封闭性能降低。但是,基于一些高演化泥岩盖层仍然可以成为天然气气藏有效盖层的事实,有人对泥质岩盖层封盖性能随成岩演化变化

趋势提出质疑(戴少武等,2002;马力等,2004)。本文所提的高演化泥岩是指成岩阶段处于晚成岩B期以后的泥岩, $R_o > 1.3\%$ 、密度高于 2.4 g/cm^3 、I/S混层中蒙脱石含量小于 30% 。高演化的泥质岩盖层封盖性能究竟如何?影响盖层破裂的主控因素是什么,如何评价?这些都是泥岩盖层有效性评价中尚未解决的基础问题。本文通过对盖层中岩脉的包裹体测温研究和三轴应力实验分析,探讨了影响盖层破裂的关键因素,并提出了评价高演化泥岩韧脆性变化的实验方法。

1 持续埋藏条件下泥岩盖层封闭性的演化

对于泥岩特别是高演化泥岩的封闭性多年来一直存在争议,相当一部分学者认为粘土岩由沉积至成岩演化经历了未固结—固结—致密化—变质过程,因此粘土质盖层与烃源岩一样也有一个未成熟—成熟—过成熟(无效—有效—失效)的演化历史,中等成岩程度对封盖最为有利(图1)。但是,油气勘探实践表明深埋条件下高演化泥岩的封盖条件与泥岩成岩演化阶段的关系具有不确定性,反映泥岩盖层物性封

注:本文为国家自然科学基金委项目(编号 40739904)、国家重点基础研究发展规划“973”项目(编号 2005CB422101)和国家科技重大专项项目(编号 2008ZX05005-001-001)联合资助成果。

收稿日期:2010-04-18;改回日期:2011-04-27;责任编辑:周健。

作者简介:李双建,男,1978年生。博士,主要从事含油气盆地分析研究。通讯地址:100083,北京市海淀区花园路2号牡丹科技大厦;电话:010-82282405;Email:hawkingli@163.com。

DOI:CNKI:11-1951/P.20110923.1427.001 网络出版时间:2011-9-23 14:27

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/11.1951.P.20110923.1427.001.html>

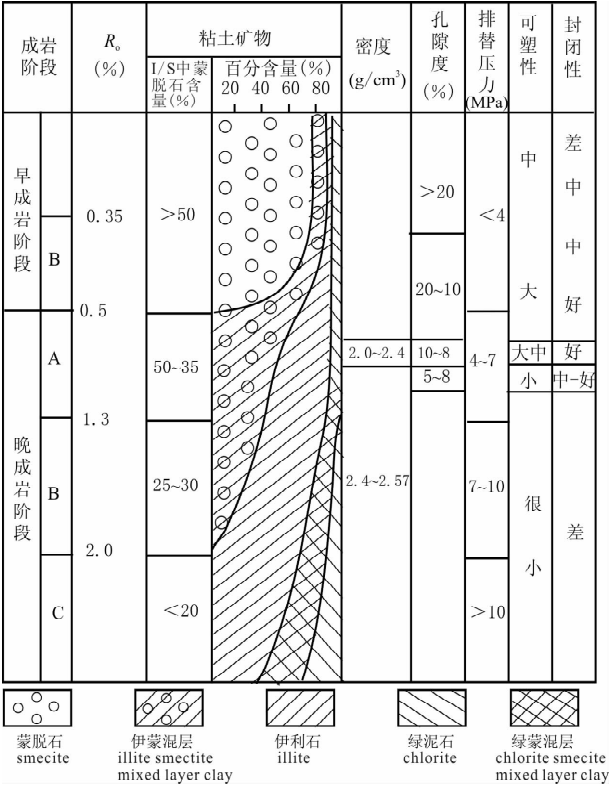


图 1 泥岩封闭性能演化模式图(据马力等,2004 修改)

Fig.1 Evolution mode of mudstone seal capacity (modified from Ma Li et al. , 2004)

闭性能参数,如突破压力、孔隙度、孔隙半径,与岩石压实程度密切相关,而不受成岩作用的明显影响。

以江汉盆地白垩系—第三系泥岩盖层为例(图 2),随埋深增加即压实作用的加强,盖层泥岩孔隙度由大变小,密度由小变大,中值半径由大变小,突破压力由小变大,盖层封闭性逐渐变强,这些参数均显示泥岩盖层封闭性随着成岩作用的加深而增强。

一些油气藏的发现也证实处于高演化的泥岩盖层仍具有封闭性。戴少武等(2002)对威远灯影组气藏的盖层分析认为,志留系盖层残缺不全,东翼厚度小于 200 m,西翼全部被剥蚀,晚期抬升后轴部下三叠统嘉陵江组四段已经出露,而具有高度渗透和扩散能力的甲烷,仍能以高达 $408.6\times10^8\text{ m}^3$ 以上的探明储量得以保存,最有力的解释只能是下寒武统泥岩起关键作用。另外,川东石柱复向斜内的建深 1 井志留系高演化泥岩同样被证实具有良好的封闭性。该井于志留系韩家店组经中途测试获工业气流,出气层位的直接盖层同为志留系韩家店组,成岩作用演化阶段处于晚成岩期,不仅如此,志留系含气层还具有超压现象,下部志留系中韩家店组 3855~4255 m 段含气层的压力系数为 1.25,小河坝组含气层压力系数达 1.75,龙马溪组下部压力系数达 2.20,超压的存在更加证实了该区志留系泥质岩优质盖层的存在。另外,通过对国外 27 个主要海相含油气盆地区域性盖层特征及世界 202 个大油田的盖层统计分析表明,在以前寒武系及古生界烃源岩为源岩的 71 个大油气田中,具膏岩盖层的油气田有 36

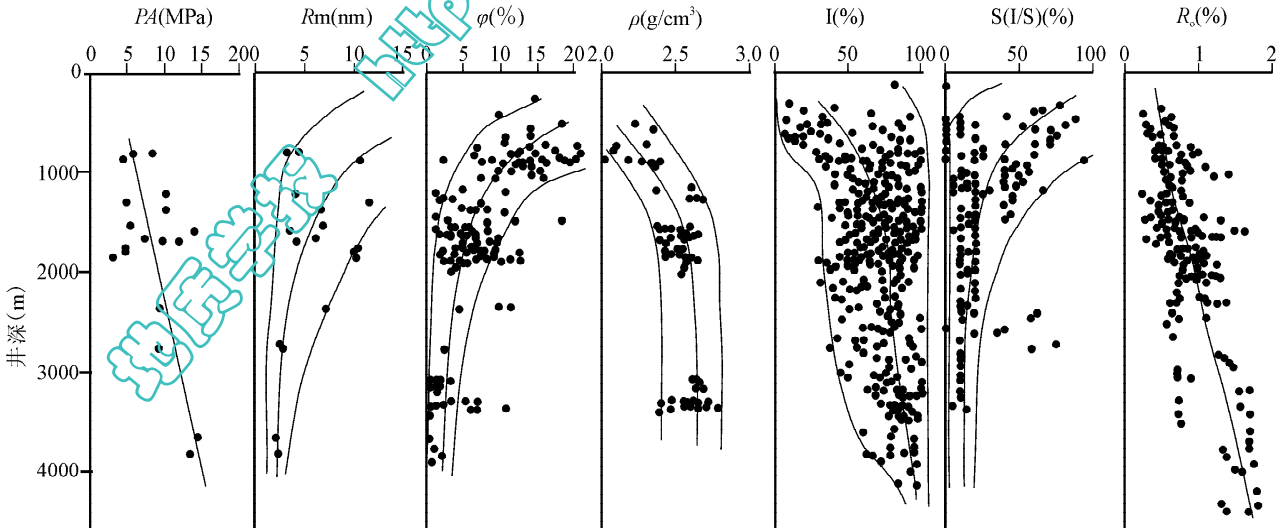


图 2 江汉盆地泥岩盖层参数与埋深关系

Fig.2 The relationship between cap rock parameters of mudstone and buried depth in Jianhan basin

P_A —突破压力; R_m —中值半径; φ —孔隙度; ρ —密度; I —伊利石; $S(I/S)$ —伊/蒙混层中的蒙脱石含量; R_o —镜质体反射率

P_A —Breaking pressure; R_m —radius median; φ —porosity; ρ —density; I —illite;

$S(I/S)$ —the content of smectite in illite/smectite mixed-layer mineral; R_o —vitrinite reflectance

个,但仍有 32 个大油气田是以泥页岩作为主要盖层。由此可见,若含油气盆地相对稳定,页岩、泥岩盖层可以成为“有效盖层”。

2 泥质岩盖层抬升过程中的破裂规律

尽管存在高演化泥岩有效封闭的实例,但是随着成岩作用的增加,泥岩塑性减弱,是不争的事实,在构造压力大于岩石屈服极限和强度极限后,会产生构造裂隙,如何确定盖层产生破裂的边界条件,一直是影响盖层有效性评价的重要基础问题,本文通过对野外脉体的包裹体测温结合地层埋藏史,探讨了裂缝的形成与地层抬升的关系。

本次研究在川东南桑木厂背斜核部的习水吼滩剖面,志留系和寒武系泥质岩中发育大量的与层面近于垂直的方解石脉,它们的形成与背斜受到侧向挤压和垂向隆升作用有关。通过对寒武系和志留系盖层中方解石脉的流体包裹体测温(表 1),发现寒武系盖层中方解石脉的包裹体温度明显低于志留系中方解石脉的包裹体温度,前者在 91~92.9℃之间,平均为 91.8℃,后者在 104.4~120.2℃之间,平均为 113.1℃。按正常地层埋藏序列来看,如果寒武系和志留系盖层中的方解石脉同期形成,前者的均一温度应该大于后者,而实际测试结果与此相反,由此可以推断这两套盖层中方解石不是同一期形成的,并且志留系中方解石脉形成深度较深,形成时间要早于寒武系中方解石脉。结合该区的地质埋藏史和抬升史的恢复(李双建等,2008;刘树根等,2008),可以大体恢复脉体的形成时间。志留系中脉体的形成时间为古近纪(图 3),而寒武系中脉体的形成时间为新近纪(图 4),它们形成的深度都在 3000~4500 m 之间。由于白垩纪以来该区未发现异常热流体活动,如岩浆活动或者热液侵入,这种包裹体形

成温度“倒置”现象应该与异常热流体无关。根据地层中脉体形成时间可以看出,浅埋的地层较早产生破裂,而深埋的地层较晚产生破裂,与地层抬升的时序具有很好的相关性,由此可以认为地层在抬升量达到一定值后,也就是上覆压力减小到一定范围之后,会集中产生破裂。

表 1 川东南习水吼滩剖面寒武系和志留系中
方解石脉流体包裹体测温数据

Table 1 Fluid inclusion thermometry data in Cambrian and Silurian calcite veins, Houtan section, Xishui City							
样号	层位	产状	类型	大小 (μm)	气液比 (%)	冰点 ($^{\circ}\text{C}$)	均一温度 ($^{\circ}\text{C}$)
LC003	G _{1q}	方解石脉	盐水	7.1	5	-3.6	91
				14.7	5		92.9
				11.8	5	-2.5	90.2
				7.6	5	-4.9	91.7
				7.9	5	-8.7	92.1
				12.1	5		92.8
LC026	S _{1l}	方解石脉	盐水	6.6	5		118.5
				7.8	5		112.4
				8.3	5		115.7
				4.2	5		110
				6.3	5		113.7
				6.2	5		120.2
				5.9	5		110.2
				9.1	5	-5.8	104.4

同样的工作在中扬子北部的南漳木瓜园剖面也取得了相似的结论。南漳木瓜园剖面的志留系和泥盆系泥质粉砂岩中均发育石英脉,通过对志留系和泥盆系中石英脉的包裹体测温(表 2),可以看出志留系中石英脉形成的温度较低,16 个盐水包裹体的温度分布区间为 88.3~105.8℃,平均值为 95.8℃,泥盆系中石英脉形成的温度较高,19 个盐水包裹体的温度分布区间为 87.3~125.4℃,平均值为

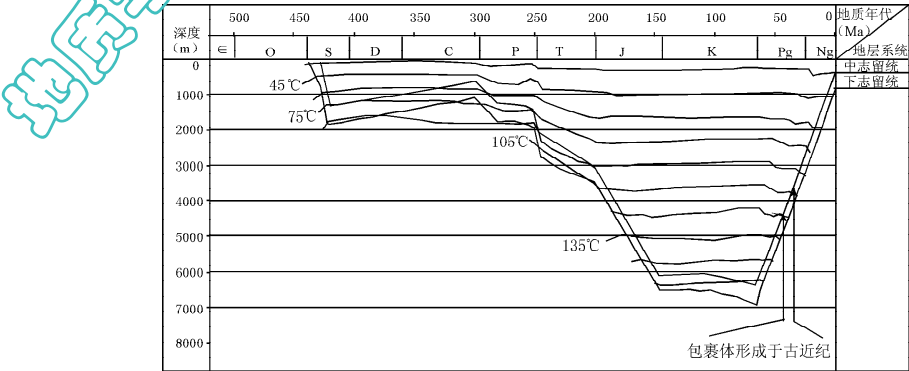


图 3 川东南习水吼滩志留系方解石脉中包裹体的形成时间
Fig. 3 Formation time of fluid inclusion in Silurian calcite vein, Houtan section, Xishui City

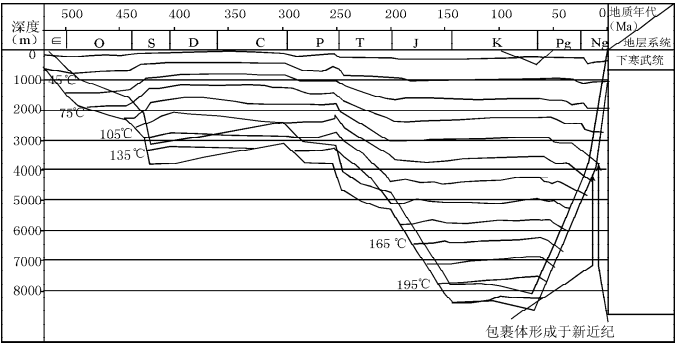


图 4 川东南习水吼滩寒武系方解石脉中包裹体的形成时间

Fig. 4 Formation time of fluid inclusion in Cambrian calcite vein, Houtan section, Xishui City

表 2 南漳木瓜园剖面志留系和泥盆系
中石英脉流体包裹体测温数据

Table 2 Fluid inclusion thermometry data in Silurian and Devonian quartz veins, Muguayuan section, Nanzhang City

样号	层位	产状	类型	大小 (μm)	气液比 (%)	冰点 ($^{\circ}\text{C}$)	均一温度 ($^{\circ}\text{C}$)
NZ003	S_1l	石 英 脉	盐水	7.8	3	0.3	88.3
				7.8	3		99.7
				7.9	3		100.6
				6.6	3		101.7
				9.4	3		98.5
				11.2	3		89.9
				14.1	3		97.8
				8.9	3		89.4
				8.4	3		95.8
NZ004	S_1l	石 英 脉	盐水	11.4	3	—3	105.8
				6	3		89.9
				5.4	3		101.3
				8.1	3		90
				8.2	3		91.6
				10.5	3		92.5
NZ-020	D_2y	石 英 脉	盐水	14.2	3	—1.9	101.7
				13.5	3		93.7
				5.6	3		108.3
				7.1	3		87.3
				7.1	3		113.5
				6.1	3		100.2
				6.2	3		91
				5.6	3		99.1
				5.9	3		111.7
NZ-021	D_2y	石 英 脉	盐水	5.4	3	—3.5	112.9
				7	3	—3.6	110.4
				7.4	3		109.9
				5.6	3		117.5
				6.1	3		117.4
				7.9	3		108.8
				9.1	3		106.9
				6.6	3		109.6
				6.2	3		118.2
		石 英 脉	盐水	8.6	3		119.8
				7	3		125.4
				7.2	3		122.5
				5.8	3		119.4

110.5℃。这一结果也表明,这两个层系中的石英脉不是同一期形成的,老地层中脉体形成较晚。结合该区的地层埋藏与抬升史,可以看出泥盆系中的石英脉形成于晚侏罗世—晚白垩世(图 5),而志留系中的石英脉形成于晚白垩世—古近纪(图 6),它们的形成深度在 2000~3000 m 之间。同样可以看出,盖层的破裂与地层抬升次序有关,在抬升到一定深度时会集中产生破裂。

至于两条剖面为什么盖层产生破裂的深度不一样,可能主要与两个地区所受到的侧向挤压力不同造成的。可见,造成盖层破裂的主要原因是古应力场的改变。

3 模拟地层条件下的盖层三轴应力-应变分析

传统的以物性测试为主的泥岩盖层评价存在许多弊端,比如取样的代表性、岩石的风化、微裂缝的影响等等。天然气勘探实践也表明,影响气藏破坏的关键因素是断层和微裂缝的发育,所以,尽管有些盖层的物性条件很好,仍不能起到封闭作用(Downey, 1984; 戴金星等, 1997; Russell et al., 2003; 曹成润等, 2003; 马永生等, 2006)。由此可见,评价高演化泥岩产生破裂的风险性,对盖层研究有重要的意义。国外学者很早就注意到泥岩的脆脆性变化,开展了很多泥岩岩石力学的实验,应用不同的参数定义了泥岩的脆性评价标准(Griggs et al., 1960; Petley, 1999; Renshaw et al., 2001; Nygard, 2006),但专门针对高演化泥岩的研究比较少。国内的三轴应力实验主要应用在地质工程领域(孟召平等, 2000; 李建林等, 2010),在石油工程领域主要用于评价钻井风险和裂缝型油气藏开发等方面(路保平等, 2000; 陈勉, 2004; 赵金州等, 2004; 李荣等,

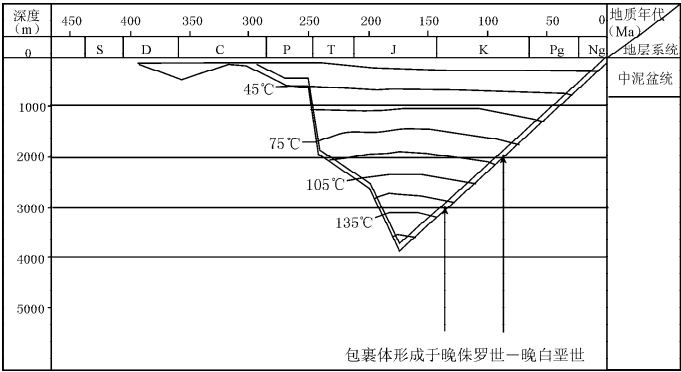


图 5 南漳木瓜园泥盆系石英脉中包裹体的形成时间

Fig. 5 Formation time of fluid inclusion in Devonian quartz vein, Muguayuan section, Nanzhang City

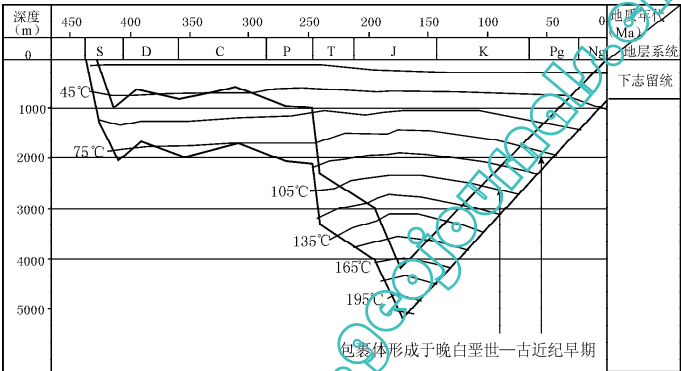


图 6 南漳木瓜园志留系石英脉中包裹体的形成时间

Fig. 6 Formation time of fluid inclusion in Silurian quartz vein, Muguayuan section, Nanzhang City

2007),用于油气勘探过程中的盖层评价研究比较少。

为了能更深入的了解盖层在何种应力变化环境中容易破裂,研究过程中设计了一个三轴应力-应变实验。实验目的是模拟不同岩性的盖层在不同深度的抗剪切能力,样品在不同深度的受力状态通过加载在其周围的三轴围压实现,在围压一定的情况下,通过改变垂向压应力的大小,模拟其受到的侧向应力变化,通过计算机记录的应力-应变曲线识别岩石的破裂过程。为了消除样品本身岩性、演化程度等因素对实验结果的影响,本次实验所取的样品是在同一块样品中,钻取 5 个尺寸一致的小样品,进行不同围压下的应力实验,最大限度的消除了样品自身性质的差异性引起的误差。本次实验所选样品来自四川盆地某井井下 3500 m 处的寒武系牛蹄塘组,样品的 R_0 为 2.8%,为高演化的泥岩。

泥岩的应力-应变实验结果表明(图 7),泥岩在围压为 10 MPa 的情况下,很容易产生微裂缝,但达到完全破裂,总应变很大,说明埋深较浅的地层条件下,泥岩容易产生微破裂,但是由于围压小,泥岩较

为松散,产生明显破裂时的应变较大。随着围压的增加,泥岩产生破裂的压力极限会成倍的增加,但是在围压达到 50 MPa 时,泥岩表现出塑性流变,也就是说在轴压增加量很小的情况下,岩石的应变却很大。由此可见,在埋深足够大的情况下,成岩阶段的泥岩依然具有塑性,这种塑性可以保证泥岩产生破裂后能够愈合,保持其封闭性。

4 结论与启示

(1)高演化泥岩的封闭性能不取决于其演化程度的高低,而取决于其所处的应力状态。泥岩盖层经深埋后,抬升到浅层,在一定深度会集中产生破裂。模拟地层条件下,盖层破裂实验表明,高演化泥岩在深埋条件下,仍然具有良好的塑性,不易产生破裂。

(2)在多旋回演化的古老盆地中,那些泥岩盖层埋深浅、抬升剥蚀作用强烈的地区,油气保存条件可能大多已经遭到破坏。以中国南方黔中和湘鄂西地区为例,由于晚侏罗世以来的褶皱隆升及剥蚀作用,下古生界广泛出露,复背斜核部局部地区震旦系已

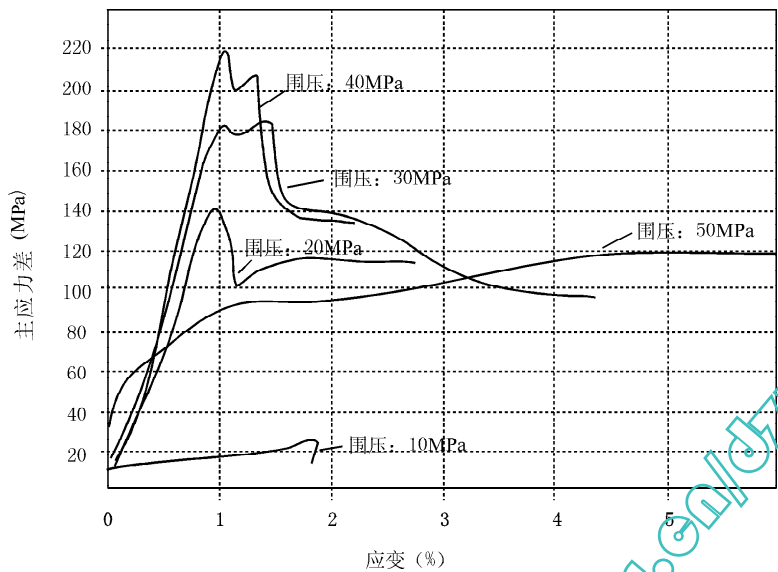


图 7 高演化泥岩不同围压下应力-应变曲线

Fig. 7 The stress-strain curve under different confining pressures of mudstone at high evolutionary stage

暴露地表,下志留统区域盖层遭到了不同程度的剥蚀,这些地区的泥岩盖层在隆升释压过程中易于产生裂缝,导致其封闭性变差,甚至不具封闭性,这已为区内背斜上的多口探井所验证,表明复背斜区缺乏油气垂向遮挡条件,油气勘探前景不容乐观。对泥岩盖层埋深较大,后期构造稳定的地区,如四川盆地南部地区,尽管泥岩盖层已经处于高演化阶段,但是由于盖层厚度大,地质历史时期所受的构造挤压应力相对较小,后期构造隆升幅度和规模小,盖层破裂的危险性也较小,油气保存条件可以持续保持,威远气田就是一个典型的例子,由此可见,这些地区的油气勘探选区不应受高演化泥岩盖层的限制。

(3)要评价具体地区高演化泥岩盖层的封闭能力,必须研究地下盖层微裂隙和断层的发育程度,并且建立一套评价裂隙发育程度的评价指标,相对于盖层物性的研究来讲,这方面的研究目前做的很少。利用岩石力学实验模拟不同地质条件下盖层的脆性变化,不失为一种可以探索的手段。

致谢:岩石三轴应力实验得到了中国科学院地质与地球物理研究所李守定副研究员的指导和协助,在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

曹成润,韩春花,郑大荣. 2003. 构造变动对油气藏保存的影响. 海洋地质与第四纪地质, 23(4): 95~98.
陈勉. 2004. 我国深层岩石力学研究及在石油工程中的应用. 岩石力学与工程学报, 23(14): 2455~2462.
戴金星,王庭斌,宋岩. 1997. 中国大中型天然气田形成条件与分布规

律. 北京:地质出版社.
戴少武,贺自爱,王津义,余琪祥. 2002. 整体封存体系的内涵. 石油天然气地质, 23(2): 107~114.
高震,谢庆宾. 2007. 浅析膏盐岩发育与油气成藏的关系. 石油地质与工程, 21(1): 9~11.
郝石生,黄志龙. 1991. 天然气盖层实验研究及评价. 沉积学报, 9(4): 20~26.
黄海平,邓宏文. 1995. 泥岩盖层的封闭性能及其影响因素. 天然气地球科学, 27(6): 20~26.
金之钧,龙胜祥,周雁. 2006. 中国南方膏盐岩分布特征. 石油与天然气地质, 27(5): 571~583.
李建林,王瑞红,蒋昱州,刘杰,陈星. 2010. 砂岩三轴卸荷力学特性试验研究. 岩石力学与工程学报, 29(10): 2034~2041.
李荣,孟英峰,罗勇,韩林. 2007. 泥页岩三轴蠕变实验及结果应用. 西南石油大学学报, 29(3): 57~59.
李双建,肖开华,汪新伟,沃玉进. 2008. 南方志留系碎屑矿物热年代学分析及其地质意义. 地质学报, 82(2): 1068~1076.
刘树根,孙玮,李智武,邓宾,刘顺. 2008. 四川盆地晚白垩世以来的构造隆升作用与天然气成藏. 天然气地球科学, 19(3): 293~300.
路保平,张传进,鲍洪志. 2000. 油气开发过程中岩石力学性质变化规律实验研究. 岩石力学与工程学报, 19(增): 878~881.
马力,陈焕疆,甘克文. 2004. 中国南方大地构造和海相油气地质. 北京:地质出版社, 1~867.
马永生,楼章华,郭彤楼,付晓悦,金爱民. 2006. 中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨. 地质学报, 80(3): 406~417.
孟召平,彭苏萍,凌标灿. 2000. 不同侧压下沉积岩石变形与强度特征. 煤炭学报, 25(1): 15~18.
徐士林,吕修祥,杨明慧,马玉杰,刘洛夫. 2004. 库车坳陷膏盐岩对异常高压保存的控制作用. 西安石油大学学报(自然科学版), 19(4): 5~8.
赵金洲,李祖奎,孙君君,燕静,董广华,李蓉. 2004. 岩石三轴应力试

验及其压实效应规律研究. 石油大学学报, 28(4): 56~58.

Downey M. W. 1984. Evaluating seals for hydrocarbon accumulations. AAPG Bulletin, 68: 1752~1763.

Griggs D, Handin J. 1960. Observations of fracture and a hypothesis of earthquakes. Geological Society of America Memoir, 79: 347~364.

Nygard R, Gutierrez M, Rolf K B, Høeg K. 2006. Brittle ductile transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks. Marine and Petroleum Geology, 23: 201~212.

Petley D N. 1999. Failure envelope of mudrocks at high confining pressures. In: Aplin A C, Fleet A J, Macquaker J H S, eds. Muds and Mudstones: Physical and Fluid Flow Properties. Geological Society (London) Special Publications, 158: 61~71.

Renshaw C E, Schulson E M. 2001. Universal behavior in compressive failure of brittle materials. Nature, 412 (6850): 897~900.

Russell K Davies, Linji An, Paul Jones, Anne Mathis, Carol Cornette. 2003. Fault-seal analysis South Marsh Island 36 field, Gulf of Mexico. AAPG Bulletin, 87(3): 479~491.

Controlling Factors Affect Sealing Capability
of Well-Developed Muddy Cap Rock

LI Shuangjian, WO Yujin, ZHOU Yan, LIU Weixin

Petroleum Exploration and Production Institute of SINOPEC, Beijing, 100083

Abstract

It is commonly considered that sealing capability of muddy cap rock tends to worsen with diagenesis deepening. However, discoveries of numerous hydrocarbon reservoirs and test results demonstrate that well-developed muddy cap rock has high breakthrough pressure and good sealing capability. What the controlling factors affecting the sealing capability of muddy cap rock are and how to determine boundary condition for cracking in well-evolved muddy cap rock have been two basic problems that constrain the validity evaluation of cap rock. Based on thermometry of fluid inclusions in veins of mudstone and restoration of burial history of sequences, this study reconstructed the formation time of various veins in sequences. The results show that younger cap rocks break, followed by older cap rocks. The results suggest that muddy cap rock will crack with its uplift to a certain magnitude. Triaxial stress-strain modeling experiment was performed to simulate ductile and brittle features of mudstone under the same condition of sequences. Our results show that well-evolved mudstone, even buried at depth, is still of good plasticity property and good sealing capacity. The key factors affecting the sealing capacity are burial depth and maximum difference of main stress.

Key words: mudstone; cap rock; sealing; triaxial stress test; crack