

膏盐岩对异常高压形成与分布的控制 ——以柴达木盆地狮子沟地区为例

张津宁¹ 张金功¹ 杨乾政² 吴春燕¹ 崔强¹ 王晔³ 郭岭¹

(1.西北大学大陆动力学国家重点实验室/地质学系 西安 710069;

2.中国石油青海油田分公司勘探开发研究院 甘肃敦煌 736202;3.中国石油大学 盆地与油藏研究中心 北京 102249)

摘要 异常高压在一定程度上影响和控制油气藏的分布,膏盐岩的发育与异常高压的分布存在明显的对应关系。通过对柴达木盆地狮子沟地区膏盐岩发育特征的详细研究,结合实测和计算地层压力资料对该区地层压力分布规律进行分析,探讨膏盐岩和地层压力的关系。研究表明,狮子沟地区膏盐岩纵向上具有四种沉积序列,横向上与砂岩呈“此消彼长”的关系,与泥岩呈“同增同涨”的关系。该区地层压力纵向上表现出分段特征:常压段、增压段和强压段。这种分段性在膏盐岩不发育的区域没有发现。狮子沟地区异常高压横向范围覆盖了膏盐岩的发育范围,地层压力系数随着膏盐岩厚度的变薄而减小。因此,膏盐岩对异常高压的分布具有明显的控制作用,其沉积脱水、致密性、塑性、流动性、高热导率等性质是促使异常高压形成的根本原因。

关键词 膏盐岩 异常高压 柴达木盆地 油气勘探

第一作者简介 张津宁 男 1985年出生 博士研究生 石油与天然气地质学 E-mail: zhjn0610@hotmail.com

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

据不完全统计,世界上异常高压盆地有180多个,其中160多个是富含油气的盆地,异常高压油气田约占全球油气田的30%^[1]。异常高压不仅是油气运聚的重要动力,而且在一定程度上影响并控制着油气的分布^[2]。柴达木盆地古近系—新近系地层中在一定埋深处常发育异常地层压力,早在八十年代初期华保钦和林锡祥^[3]提出了柴达木盆地异常压力的起因主要为快速堆积和细粒沉积引起的压实不平衡以及封闭条件下水热效应的联合作用。邱楠生等^[4]利用水化学分析和包裹体分析方法对柴达木盆地西部地区异常高压的分布模式进行了研究,认为该区异常高压与地温密切相关,同时受到了后期地层抬升沉降作用及岩层挤压破裂的影响。郭泽清等^[5]认为柴达木盆地西部地区异常高压的形成是由于不平衡压实作用和构造挤压作用所引起的压应力增大以及热液压力引起流体体积的变化。李鹤永等^[6]将柴达木盆地西部地区地层压力分为常压型和超压型,深部高压具有较好的油气封闭条件。秦峰^[7]对柴达木盆地西部地区古近系—新近系的地层压力特征进行了分类,

提出流体沿断裂的运移以及上覆岩层的剥蚀是导致异常压力的主要原因。柴达木盆地西部地区(简称柴西)异常地层压力在狮子沟地区最为突出^[4],而狮子地区发育膏盐岩。前人研究结果认为柴西异常地层压力形成的控制因素主要是地层不均衡沉降和构造挤压作用,而对狮子沟地区膏盐岩与地层压力的关系并没有做详细地论述。研究表明,膏盐岩较多的地方容易出现异常高压^[8],膏盐岩盖层是下部储层异常高压得以保存的重要屏障,其本身成为压力过渡带,也属异常高压带^[2,9]。在国内,已经对渤海湾盆地、江汉盆地膏盐岩的发育与地层压力特征的关系进行了讨论,发现异常高压的分布范围与膏盐岩的分布具有很好的对应关系,膏盐岩促进了异常压力的形成^[10-11]。膏盐岩的发育及超压的存在对于烃源岩的发育、油气的运聚成藏等具有重要影响^[12-15]。柴西地区膏盐岩较为发育,目前对该区膏盐岩与异常高压分布关系的研究却较为薄弱,影响了油气成藏的深入研究以及勘探有利区的选择。因此,本文利用实际资料结合前人研究成果,对柴西狮子沟地区膏盐岩与地

收稿日期:2015-06-19;收修改稿日期:2015-09-29

基金项目:国家自然科学基金(41372129,41302076);中国地质调查局“非常规能源矿产调查评价”基础地质调查计划项目(12120113040700);中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司科技项目(研究院2014-技术-勘探-07);陕西省自然科学基金(2014JQ5191) [Foundation: National Natural Science Foundation of China, No.41372129, 41302076; Basic Geological Survey Program of China Geological Survey, No. 12120113040700; Science and Technology Program of Qinghai Oil Field, No. Research Institute 2014-Technology-Exploration-07; Natural Science Foundation of Shaanxi Province, No.2014JQ5191]

层压力的分布特征进行分析,探讨膏盐岩对地层压力控制因素。

1 膏盐岩发育特征

1.1 膏盐岩纵向发育特征

中国内陆湖盆中普遍发育以膏岩、盐岩、钙芒硝岩为主的膏盐岩地层^[16],由于沉积环境变化快,加之成盐期构造活动性的差异^[17],与泥岩及砂岩常构成不等厚互层,组成多个盐韵律^[18]。狮子沟地区膏盐岩主要发育在上干柴沟组(N₁)下段和下干柴沟组(E₃)(图1),笔者对狮子沟地区16口井的岩性特征进行细致研究后发现,膏盐岩层纵向岩性变化多样,薄互层较多,却也有一定的规律,该区膏盐岩主要有四种沉积序列(每个沉积序列在10~100 m之间)类型(图2)。

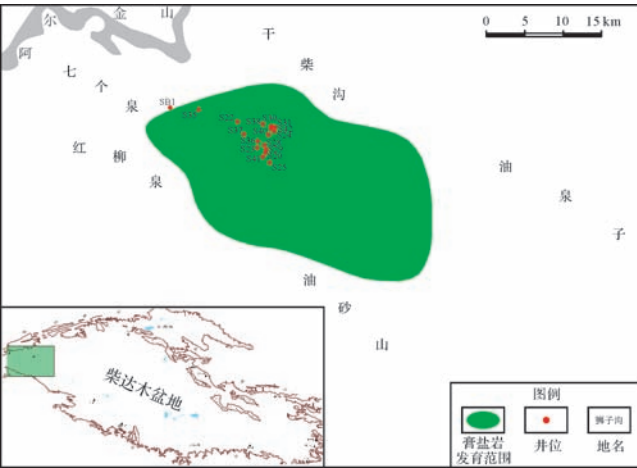


图1 柴达木盆地西部狮子沟地区膏盐岩发育区位置图

Fig.1 The map of gypsum-salt rock zone in Shizigou, western Qaidam Basin

GA型,为泥岩与膏质泥岩或膏岩频繁互层为主,单层厚度在1~5 m,GA型在该区较为常见,几乎每口含膏盐岩井都会出现;GB型,自下而上为泥岩→膏质泥岩→膏岩→膏质泥岩→泥岩,中间含少量灰岩、砂岩、钙芒硝岩薄层,膏岩单层厚度1~3 m,膏质泥岩和泥岩单层厚度1~7 m,GB型主要在膏盐岩沉积中心并常见,膏盐岩沉积边缘相对较少;GC型,为泥岩或膏质泥岩与盐岩互层,含少量砂质泥岩、灰质泥岩、钙芒硝岩薄层,盐岩厚度不等,单层最大厚度达到15 m,最小厚度0.8 m,泥岩和膏质泥岩厚度范围在1~16 m之间,GC型主要发育在膏盐岩沉积中心,以膏盐岩层中、上部较多,膏盐岩沉积边缘出现较少;GD型,自下而上为膏质泥岩→膏岩→盐岩→膏岩→膏质泥岩,中间含少量泥岩、盐质泥岩、钙芒硝岩、砂岩薄层,盐岩单层厚度差别较大,范围在1~24.4 m之间,膏岩在盐岩层上厚度小于盐岩层下厚度,一般为1~3 m,膏质泥岩单层厚度1~5 m,GD型发育在膏盐岩沉积中心,膏盐岩沉积边缘未见。

1.2 膏盐岩横向发育特征

通过狮子沟地区连井剖面分析,结合四类膏盐岩沉积序列在横向上的分布规律,认为该区膏盐岩横向发育特征由沉积中心至边缘展布规律为:GA型+GB型+GC型+GD型→GA型+GB型+GC型→GA型+GB型→GA型(图3)。膏盐岩沉积中心盐岩累计厚度345 m,膏岩累计厚度291 m(表1),向边缘呈环形递减,薄互层逐渐增多,岩性变化加快,最终膏盐岩逐渐尖灭,其厚度变化规律为:厚盐岩+厚膏岩+厚泥岩+薄砂岩→薄盐岩+中厚膏岩+中厚泥岩+中薄砂岩→中薄膏岩+中泥岩+中砂岩→薄膏岩+中薄泥岩+中厚砂岩。从膏盐岩横向厚度发育规律可以发现,膏盐岩

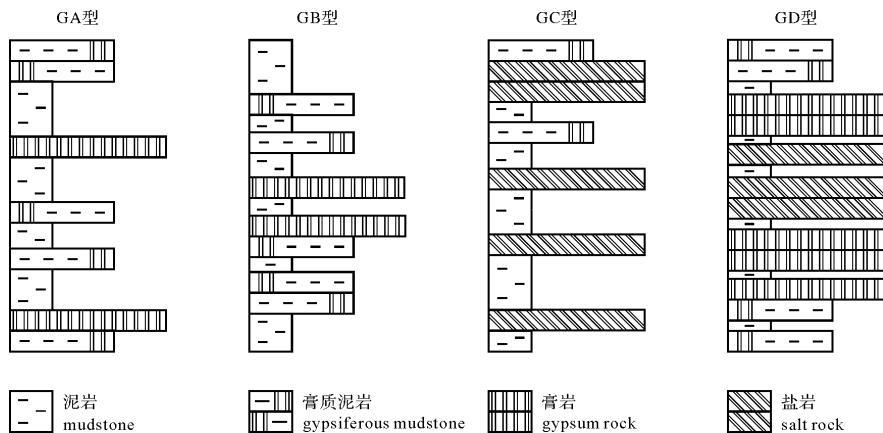


图2 膏盐岩沉积序列类型示意图

Fig.2 Sedimentary sequence type of gypsum-salt rock

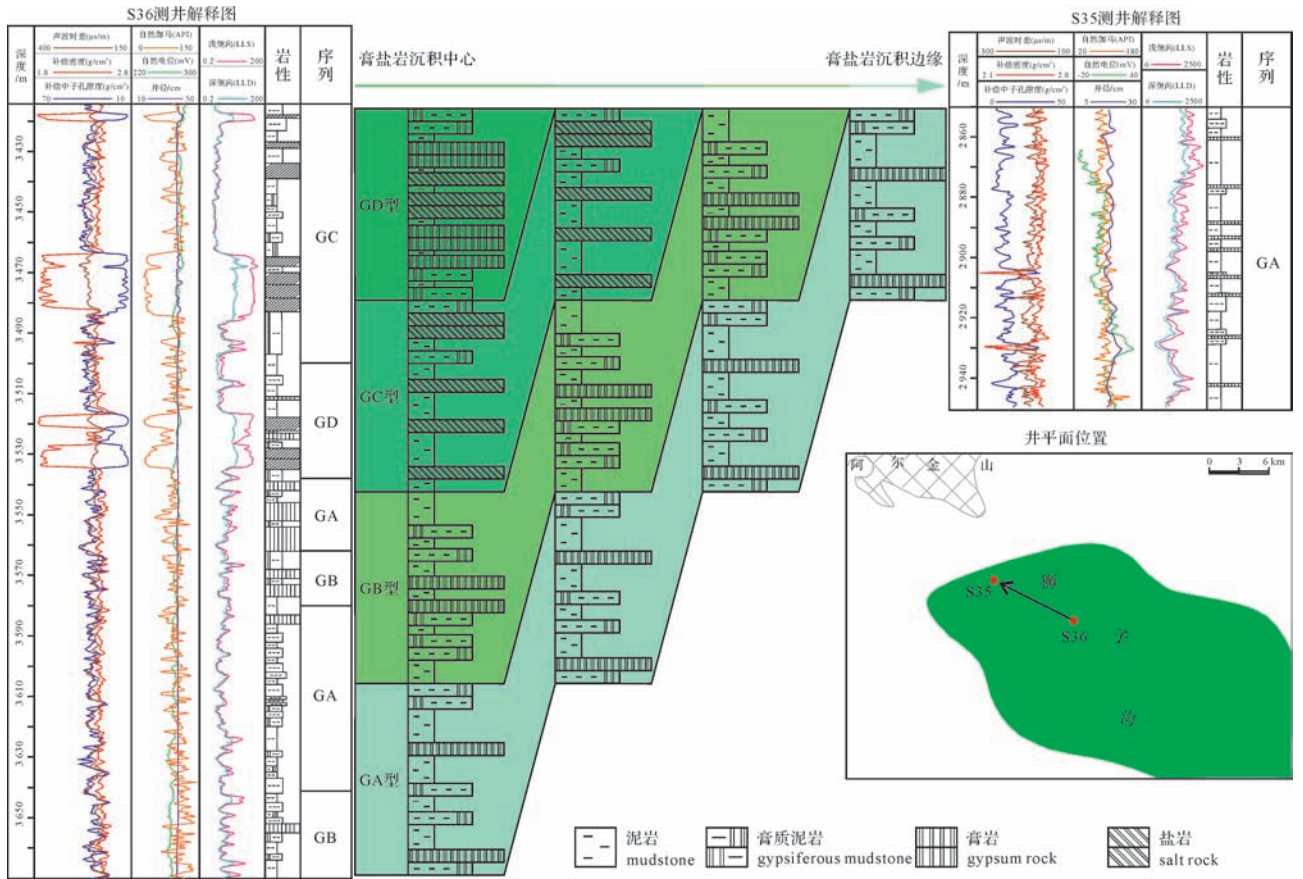


图3 膏盐岩发育区横向特征图

Fig.3 The lateral characteristics of gypsum-salt rock zone

表1 狮子沟地区膏盐岩统计表

Table 1 Thickness of gypsum-salt rocks in Shizigou area

井号	盐岩				膏岩			
	层数	单层最大厚度/m	单层最薄厚度/m	累计厚度/m	层数	单层最大厚度/m	单层最薄厚度/m	累计厚度/m
S20	16	15	2	82	17	3	1	30
S22	31	21	1.5	171.5	7	5	1	14
S23	4	164	28.3	325.2	7	125.7	11.6	291
S24	1	1	1	1	7	3	1	14
S25	9	20	2.5	36	70	7	0.5	125
S28	24	7	1	46	0	0	0	0
S29	22	9.8	1	78.7	3	6.1	3.1	14.2
S30	32	11	1	122.2	60	8	1	117.5
S31	2	6	3	9	61	6	1	128
S35	5	2	0.8	8.6	30	2	1	37
S36	73	21	1	345	25	10	1	93.5
S37	10	8	2.5	43.9	0	0	0	0
S38	2	2	2	4	4	5	1	12
S40	43	15.4	0.9	212.6	6	4.4	1.4	16.1
S41	50	24.4	0.8	188.2	5	4.3	2	14.8
S42	11	10	1	57	25	12	1	84

与砂岩呈“此消彼长”的关系,而与泥岩呈“同增同涨”的关系。

2 膏盐岩对地层压力分布的控制

2.1 地层压力纵向分布特征

柴达木盆地西部地区在一定深度上普遍存在异常压力。根据实测地层压力资料和声波时差计算地层压力资料显示,狮子沟地区古近系—新近系地层压力纵向上存在分段性。由于压力系数可以很好的反映地层压力特征^[4],因此笔者根据压力系数将该区地层压力划分为常压段,对应的压力系数范围在0.9~1.2;增压段,对应的压力系数范围在1.3~1.8;强压段,对应的压力系数在1.8以上。

在狮子沟地区膏盐岩发育中心、膏盐岩中厚度区及膏盐岩不发育区各选取一口井为例(图4)。S23井位于膏盐岩发育中心,膏盐岩沉积序列主要为GA型+GB型+GC型+GD型,该井压力系数与埋深关系显示,地层压力常压段埋深在2000 m以上,压力系数变化幅度相对稳定,为0.9~1.2,地层压力为正常压力,层位大致在上干柴沟组(N_1)中段以上;增压段埋深在2000~4000 m,该层段的压力系数随埋深迅速增大,深度达到4000 m左右时,压力系数从1.3增大到1.8,地层压力为超压,层位在上干柴沟组(N_1)下段、下干柴沟组(E_3)上、中段;强压段埋深在4000 m以下,该层段的压力系数稳定在1.8~2.2之间,地层压力为强超压状态,层位在下干柴沟组(E_3)下段及以下。S24井位于膏盐岩中厚度区,膏盐岩沉积序列主要为GA型+GB型,其压力系数与埋深关系显

示,地层压力常压段埋深在2500 m以上,压力系数为0.9~1.2之间,地层为正常压力,层位在上干柴沟组(N_1)中段以上;增压段埋深在2500~3000 m,该层段的压力系数随埋深迅速增大,深度达到3500 m左右时,压力系数从1.3增大到1.8,地层压力为超压,层位在上干柴沟组(N_1)下段、下干柴沟组(E_3)上段;该井埋深3500 m以下未进入强压段,地层压力系数稳定在1.6~1.8之间,为超压状态,层位在下干柴沟组(E_3)中段及以下。SB1井位于膏盐岩不发育区,临近膏盐岩发育区,全井段未见膏盐岩,其压力系数与埋深关系显示,该井压力系数随埋深没有明显的分段特征,范围在0.9~1.5之间。

膏盐岩层明显控制着地层压力的纵向分布。在膏盐岩发育区,地层压力的变化明显表现出分段特征,而在膏盐岩不发育的区域则没有这种特征。膏盐岩层上部(简称盐上)地层压力整体为常压。当深度达到膏盐岩层(简称盐间)时,地层压力迅速增大,进入超压状态。研究发现,膏盐岩发育中心厚度较大,地层增压的幅度较大;膏盐岩厚度减小,地层增压的幅度随之减小。当深度达到膏盐岩层下部(简称盐下)地层压力保持超压状态,但不再增大或增大幅度明显减弱。

2.2 地层压力横向分布特征

据前人研究成果表明,柴西上油砂山组(N_2^2)及以上层系基本没有发现超压现象^[4],下油砂山组(N_1^1)仅部分地区出现异常高压现象(图5左)。当深度达到2300 m,柴西开始发育异常高压^[6],初始层位是上干柴沟组(N_1)下段、下干柴沟组(E_3)上段。

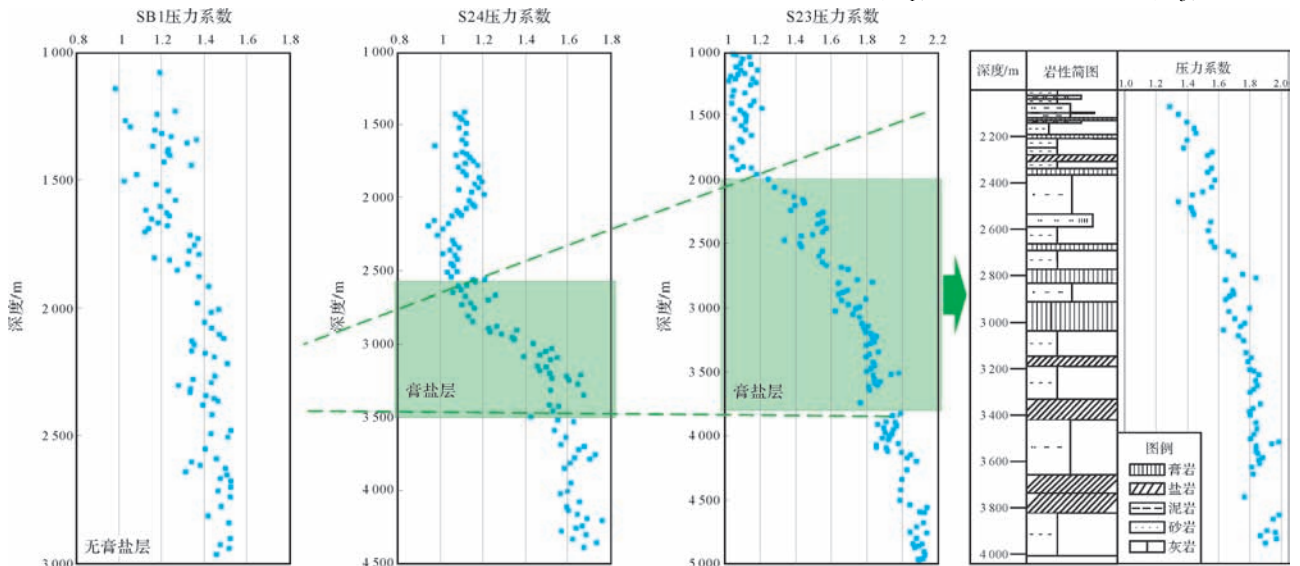


图4 压力系数与埋深的关系图

Fig.4 The relation of pressure coefficient and burial depth

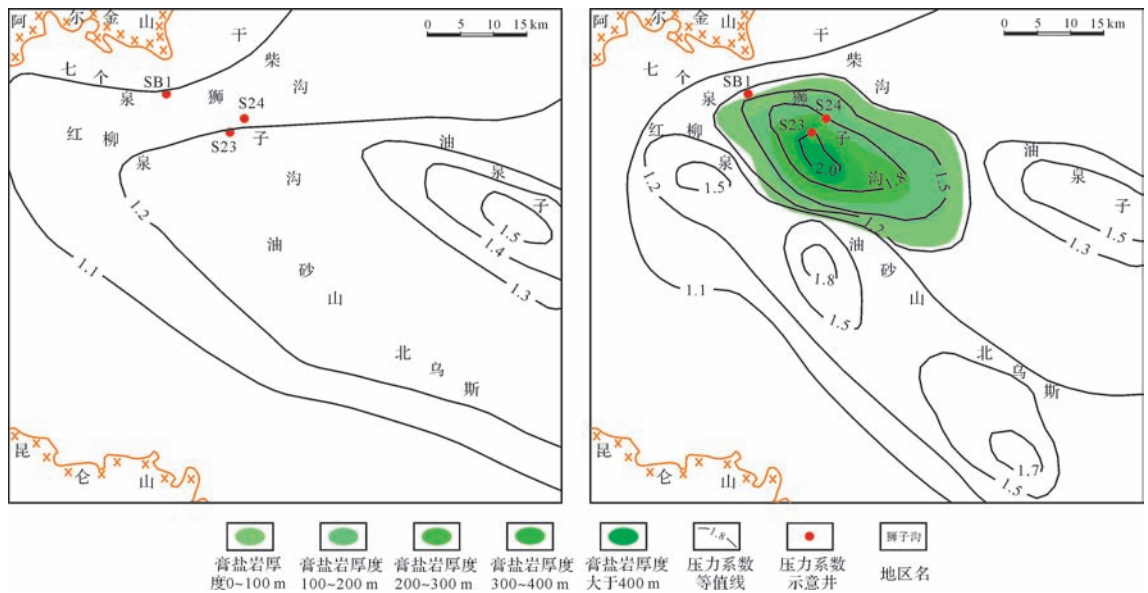


图5 柴西平均压力系数分布图(据文献[4]修改)

左图为下油砂山组(N_2);右图为下干柴沟组(E_3)下段

Fig.5 Pressure coefficient distribution in western Qaidam Basin

地层压力系数平面图显示,柴西异常高压主要集中在下干柴沟组(E_3)(图5右),油泉子和红柳泉地区地层压力系数达到1.5,北乌斯地层压力系数为1.7,油砂山地层压力系数为1.8,而狮子沟地区地层压力系数则达到了2.0以上的高压状态。狮子沟地区在下干柴沟组(E_3)为盐间—盐下层。将膏盐岩累加厚度与地层压力系数叠合(图5右),不难发现膏盐岩厚度与压力系数有很好的耦合关系,狮子沟地区的超压范围基本上覆盖了该区膏盐岩的发育范围。地层压力系数随着膏盐岩厚度的变薄而减小。由此证实,膏盐岩层明显控制着地层压力的横向分布。

3 膏盐岩对异常高压形成的控制因素

通过以上研究,发现膏盐岩与异常高压的分布在纵向上和横向上都具有明显的对应关系。纵向上异常高压主要分布在盐间和盐下层,盐上为常压;横向上异常高压强度随着膏盐岩发育厚度的变薄而递减,说明了该区膏盐岩对地层压力具有重要的影响和控制作用。通过总结前人的研究成果,结合实际地质特征分析认为,该区膏盐岩对异常高压的产生为多种因素控制。

膏盐岩中的膏岩主要成分为石膏和硬石膏,当膏盐层埋藏达到一定深度时,石膏会转化成硬石膏,转化的过程伴随着体积减小39%,脱去大量的结晶水,这些水富含有机酸,具有溶解作用,增强流体—岩石

反应,溶蚀矿物形成次生孔隙^[19],同时这些游离状的自由水进入相邻地层(即盐间和盐下层)的孔隙中,将增大地层中的孔隙流体压力,造成自身及其相邻地层的欠压实,直接导致地层压力异常^[8,18]。膏盐岩非常致密,具有很好的塑性特征,其突破压力高于60 MPa^[20],自身的排替压力对地层压力具有很好的保护作用,更易形成高压^[21]。当埋深达到500 m时膏盐岩中的盐岩开始进入软化点,当膏盐层埋深为3 000 m时,地温可接近100℃,压力可达58.6 MPa,在这种情况下膏盐岩塑性、流动性极强^[22-23]。狮子沟地区为构造活动带,断层和裂缝较为发育,塑性、流动性极强的膏盐岩流动至断层和裂缝中,使其得以充填,进而断层和裂缝消失在膏盐岩中,无法穿透膏盐岩之上(即盐上层)^[24-26],而外部的构造应力在盐间和盐下层得以封存,导致盐间和盐下层异常压力的形成^[27]。狮子沟地区发育基底断裂,构造活动期基底断裂在沉积岩层得以延续,发育成XI号断层,深部卤水在断层部位受高温膨胀产生巨大压力^[28],沿XI号断层向上涌,受到致密的膏盐岩封堵,卤水保存在盐下孔隙中形成异常压力。同时膏盐岩具有高热导率特征,地层热量容易散出,也抑制了储层的成岩作用,使原生孔隙得以保存,易形成异常高压。

通过以上分析,表明狮子沟地区膏盐岩对异常高压的产生为多种因素控制(图6)。总体来说,膏盐岩的沉积脱水、致密性、塑性、流动性、高热导率等性质

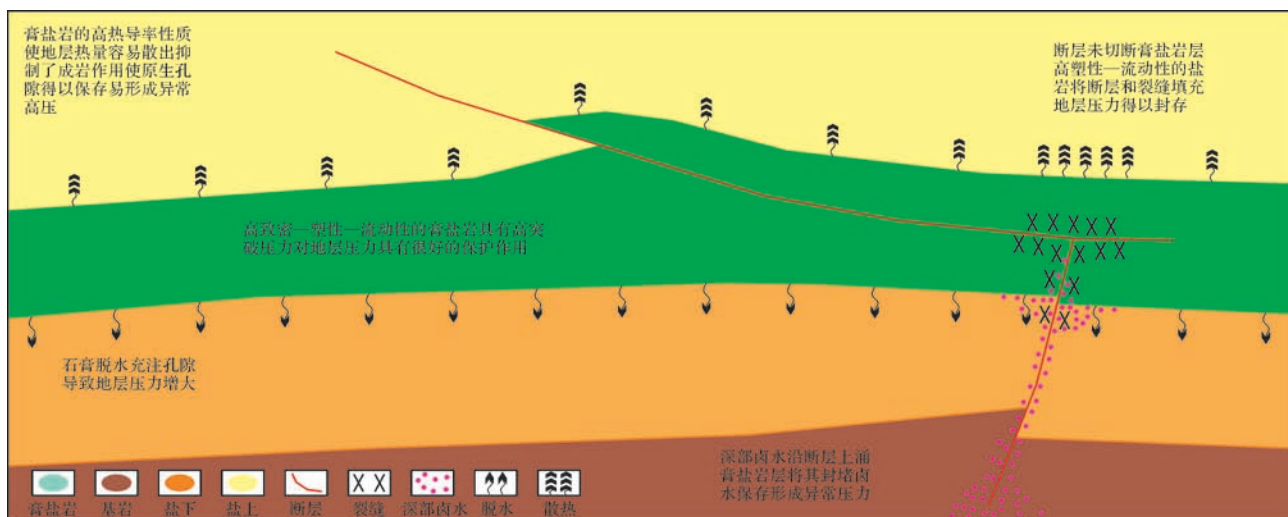


图6 膏盐岩对异常高压形成的控制模式图

Fig.6 Controlling mode of gypsum-salt rock to overpressure

是促使异常高压形成的根本原因。

4 结论

(1) 柴达木盆地狮子沟地区膏盐岩主要发育在上干柴沟组(N_1)下段和下干柴沟组(E_3)。膏盐岩层纵向上岩性变化多样,薄互层较多,具有四种沉积序列:GA型,以泥岩与膏质泥岩或膏岩频繁互层为主;GB型,自下而上为泥岩→膏质泥岩→膏岩→膏质泥岩→泥岩;GC型,为泥岩或膏质泥岩与盐岩互层;GD型,自下而上为膏质泥岩→膏岩→盐岩→膏岩→膏质泥岩。膏盐岩横向发育特征由沉积中心至边缘为:GA型+GB型+GC型+GD型→GA型+GB型+GC型→GA型+GB型→GA型,膏盐岩与砂岩呈“此消彼长”的关系,而与泥岩呈“同增同涨”的关系。

(2) 膏盐岩层明显控制着地层压力分布。在膏盐岩发育区,纵向上地层压力的变化明显表现出分段特征,将其划分为常压段,压力系数范围在0.9~1.2,为盐上层;增压段,压力系数范围在1.3~1.8,为盐间层;强压段,压力系数在1.8以上,为盐下层。在膏盐岩不发育的区域则没有这种分段特征。横向上该区超压范围基本上覆盖了膏盐岩的发育范围,地层压力系数随着膏盐岩厚度的变薄而减小。

(3) 膏盐岩对异常高压的产生为多种因素控制,其沉积脱水、致密性、塑性、流动性、高热导率等性质是促使盐间、盐下层异常高压形成的根本原因。

致谢 本项研究得到了中国石油青海油田分公司勘探开发研究院石油勘探研究室同仁的大力支持,

两位审稿专家对本文初稿提出了建设性的修改意见,在此一并致以深切谢意!

参考文献(References)

- 杜栩,郑洪印,焦秀琼. 异常压力与油气分布[J]. 地学前缘,1995, 2(3/4):137-148. [Du Xu, Zheng Hongyin, Jiao Xiuqiong. Abnormal pressure and hydrocarbon accumulation[J]. Earth Science Frontiers, 1995, 2(3/4): 137-148.]
- Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1-12.
- 华保钦,林锡祥. 柴达木盆地异常地层压力及其成因探讨[J]. 沉积学报,1983,1(4):61-77. [Hua Baoqin, Lin Xixiang. Abnormal formation pressure of Qaidam Basin and discussion on its cause[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1983, 1(4): 61-77.]
- 邱楠生,康永尚,樊洪海,等. 柴达木盆地西部地区第三系温度压力和油气分布相互关系探讨[J]. 地球物理学报,1999,42(6):826-833. [Qiu Nansheng, Kang Yongshang, Fan Honghai, et al. Temperature, pressure and reservoir distribution in Tertiary, western Qaidam Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics, 1999, 42(6): 826-833.]
- 郭泽清,刘卫红,钟建华,等. 柴达木盆地西部新生界异常高压:分布、成因及对油气运移的控制作用[J]. 地质科学,2005,40(3):376-389. [Guo Zeqing, Liu Weihong, Zhong Jianhua, et al. Overpressure in the Cenozoic of western Qaidam Basin: distribution, generation and effect on oil-gas migration[J]. Chinese Journal of Geology, 2005, 40(3): 376-389.]
- 李鹤永,刘震,党玉琪,等. 柴西地区地温—地压系统特征及其与油气分布的关系[J]. 石油与天然气地质,2006,27(1):37-43. [Li Heyong, Liu Zhen, Dang Yuqi, et al. Characteristics of geotemperature-geopressure system in western Qaidam Basin and their relationship with oil and gas distribution[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(1): 37-43.]
- 秦峰. 柴达木盆地西部古近—新近系地层压力剖面特征[J]. 新疆

- 石油地质, 2012, 33(6): 651-653. [Qin Feng. Characteristics of Tertiary formation pressure profile in western Qaidam Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(6): 651-653.]
- 8 Hanor J S. Kilometre-scale thermohaline over turn of pore waters in the Louisiana Gulf Coast[J]. Nature, 1987, 327(6122): 501-503.
- 9 罗权生, 荆文波, 聂朝强. 台北凹陷第三系膏盐岩对油气运聚的意义[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(1): 29-31. [Luo Quansheng, Jing Wenbo, Nie Zhaoqiang. Significance of the Tertiary plaster salt rock in Taibei depression to migration and accumulation of hydrocarbon[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(1): 29-31.]
- 10 贾颖, 李培军, 付鑫, 等. 潜江凹陷潜江组膏盐层特征及其对地层压力的影响[J]. 地质科技情报, 2011, 30(4): 50-54. [Jia Ying, Li Peijun, Fu Xin, et al. Characteristics of gypsolyte-salt rock and its influence on formation pressure of Qianjiang Formation in Qianjiang depression[J]. Geological Science and Technology Information, 2011, 30(4): 50-54.]
- 11 刘晖, 操应长, 姜在兴, 等. 渤海湾盆地东营凹陷沙河街组四段膏盐层及地层压力分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 287-293. [Liu Hui, Cao Yingchang, Jiang Zaixing, et al. Distribution characteristics of evaporates and formation pressure of the fourth member of the Shahejie Formation in the Dongying sag, the Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(3): 287-293.]
- 12 Aali J, Rahimpour-Bonab H, Kamali M R. Geochemistry and origin of the world's largest gas field from Persian Gulf, Iran[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 50(3/4): 161-175.
- 13 Halbouty M T. AAPG Memoir, Volume 78: Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1990-1999[M]. Tulsa: AAPG, 2003: 1-340.
- 14 Rowan M G, Jackson M P A, Trudgill B D. Salt-related fault families and fault welds in the Northern Gulf of Mexico[J]. AAPG Bulletin, 1999, 83(9): 1454-1484.
- 15 Edgell H S. Salt tectonics in the Persian Gulf Basin[C]//Alsop G L, Blundell D L, Davidson I. Salt Tectonics. London: Geological Society of London Special Publication, 1996: 129-151.
- 16 金之钧, 龙胜祥, 周雁, 等. 中国南方膏盐岩分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(5): 571-583, 593. [Jin Zhijun, Long Shengxiang, Zhou Yan, et al. A Study on the distribution of saline-deposit in Southern China[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(5): 571-583, 593.]
- 17 张永生, 王国力, 杨玉卿, 等. 江汉盆地潜江凹陷古近系盐湖沉积盐韵律及其古气候意义[J]. 古地理学报, 2005, 7(4): 461-470. [Zhang Yongsheng, Wang Guoli, Yang Yuqing, et al. Rhythms of Saline Lake Sediments of the paleogene and their paleoclimatic significance in Qianjiang sag, Jianghan Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2005, 7(4): 461-470.]
- 18 屈红军, 李文厚, 苗建宇, 等. 东濮凹陷濮卫洼陷盐岩发育规律及成因探讨[J]. 中国地质, 2003, 30(3): 309-314. [Qu Hongjun, Li Wenhui, Miao Jianyu, et al. Development pattern of salt rocks in the Puwei subdepression of the Dongpu depression and their genesis[J]. Geology in China, 2003, 30(3): 309-314.]
- 19 Jowett E C, Cathles III L M, Davis B W. Predicting depths of gypsum dehydration in evaporitic sedimentary basins[J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(3): 402-413.]
- 20 周兴熙. 库车坳陷第三系盐膏质盖层特征及其对油气成藏的控制作用[J]. 古地理学报, 2000, 2(4): 51-57. [Zhou Xingxi. The features of tertiary halite-gypsum caprocks and their control on formation of oil and gas pools in Kuqa depression[J]. Journal of Palaeogeography, 2000, 2(4): 51-57.]
- 21 徐士林, 吕修祥, 杨明慧, 等. 库车坳陷膏盐岩对异常高压保存的控制作用[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2004, 19(4): 5-8. [Xu Shilin, Lv Xiuxiang, Yang Minghui, et al. Controlling effect of gypsum and salt rocks on abnormally high pressure in Kuche depression[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2004, 19(4): 5-8.]
- 22 杨传忠, 张先普. 油气盖层力学性与封闭性关系[J]. 西南石油学院学报, 1994, 16(3): 7-13. [Yang Chuazhong, Zhang Xianpu. Relationship between dynamics of caprocks and characteristics of seal[J]. Journal of Southwestern Petroleum Institute, 1994, 16(3): 7-13.]
- 23 王燮培, 费琪, 张家骅. 石油勘探构造分析[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1990: 78-156. [Wang Xiepei, Fei Qi, Zhang Jiahua. Petroleum Exploration Structural Analysis[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1990: 78-156.]
- 24 刘景东, 蒋有录, 谈玉明, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷膏盐岩与油气的关系[J]. 沉积学报, 2014, 32(1): 126-137. [Liu Jingdong, Jiang Youlu, Tan Yuming, et al. Relationship between gypsum-salt rock and oil-gas in Dongpu depression of Bohai Gulf Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(1): 126-137.]
- 25 魏水建, 冯琼, 冯寅, 等. 川东北通南巴地区三叠系膏盐岩盖层预测[J]. 石油实验地质, 2011, 33(1): 81-86. [Wei Shuijian, Feng Qiong, Feng Yin, et al. Prediction of Triassic gypsum cap rocks in Tongnanba Region of Northeast Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(1): 81-86.]
- 26 Jackson M P A. Retrospective salt tectonics[M]//Jackson M P A, Roberts D G, Snelson S. AAPG Memoir, Volume 65: Salt Tectonics: A Global Perspective. Tulsa: AAPG, 1995: 1-28.
- 27 Davison I. Faulting and fluid flow through salt[J]. Journal of Geological Society, 2009, 166(2): 205-216.
- 28 胥菊珍, 蒋飞虎, 张孝义, 等. 河南东濮凹陷古近系沙河街组盐岩沉积特征及成因[J]. 古地理学报, 2003, 5(2): 162-170. [Xu Juzhen, Jiang Feihu, Zhang Xiaoyi, et al. Sedimentary characteristics and origin of salt rock of Shahejie Formation of Paleogene in Dongpu sag, Henan province[J]. Journal of Palaeogeography, 2003, 5(2): 162-170.]

The Control Effect of Gypsum-salt Rocks on Formation and Distribution of Overpressure: A case of Shizigou area, Qaidam Basin

ZHANG JinNing¹ ZHANG JinGong¹ YANG QianZheng² WU ChunYan¹
CUI Qiang¹ WANG Ye³ GUO Ling¹

(1. State Key Laboratory for Continental Dynamics/Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Qinghai Oil Field, PrtroChina, Dunhuang, Gansu 736202, China;

3. Basin & Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Overpressure influence and control of oil and gas reservoir distribution, there is obvious relationship between overpressure distribution and development of gypsum-salt rocks. Study on the development of gypsum-salt rocks in Shizigou area, analysis of regularity of distribution of formation pressure with actual and computational data to the area, for discussing the relationship between gypsum-salt rocks and formation pressure. Gypsum-salt rocks have four sedimentary sequences in the vertical, they were inversely proportional relationship with sandstone, and were proportional relationship with mudstone in the lateral. The formation pressure has the feature of segmentation in the vertical: Ordinary pressure section, pressure coefficient range in 0.9~1.2, it's in up-salt zone; Boost pressure section, pressure coefficient range in 1.3~1.8, it's in inter-salt zone; Excess pressure section, pressure coefficient above 1.8, it's in pre-salt zone. The undeveloped area of gypsum-salt rocks have no this kind of segmentation. Pressure range covered the development range of gypsum-salt rocks. Overpressure decreased as gypsum-salt rocks thickness thinning. Gypsum-salt rocks have obvious control effect for overpressure distribution. Dewatering, compactness, plasticity, flowability, and high thermal conductivity of gypsum-salt rocks are the root cause of formation of overpressure.

Key words: gypsum-salt rock; overpressure; Qaidam Basin; petroleum exploration