

doi: 10.19388/j.zgdzdc.2020.04.03

引用格式: 肖睿, 祝有海, 卢振权, 等. 南祁连盆地哈拉湖坳陷青德地2井三叠系天然气水合物储层特征及其意义[J]. 中国地质调查, 2020, 7(4): 20-27.

南祁连盆地哈拉湖坳陷青德地2井三叠系天然气水合物储层特征及其意义

肖睿¹, 祝有海¹, 卢振权¹, 刘晖¹, 庞守吉¹,
张帅¹, 范东稳^{1,2}, 王伟超³

(1. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083; 2. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 3. 青海煤炭地质一〇五勘探队, 西宁 810007)

摘要: 哈拉湖地区目前基本属于地质空白区, 有关天然气水合物形成及分布的研究较少, 尤其针对该地区天然气水合物储层研究与认识较为有限。青德地2井(QH-2)位于南祁连盆地哈拉湖坳陷西部, 为坳陷内首口天然气水合物调查深井, 钻遇第四系、新近系—古近系和三叠系。以青德地2井三叠系主要储集岩层段岩心为研究对象, 通过岩石薄片观察以及孔隙度、渗透率、密度、铸体薄片等物性测试, 结合测井资料开展哈拉湖坳陷储层特征研究, 结果表明: 青德地2井三叠系储层分布较广, 厚度巨大, 但储集性能整体较差, 绝大部分属非常规储集层, 且整体裂隙较不发育, 较难形成类似木里地区固结岩层中的裂隙型水合物及孔隙型水合物, 而该区冻土层下存在厚层第四系松散沉积物及裂隙相对发育的古近系—新近系, 可为天然气水合物形成提供良好的储集空间。

关键词: 南祁连盆地; 哈拉湖坳陷; 青德地2井(QH-2); 天然气水合物; 储层

中图分类号: TE132.2

文献标志码: A

文章编号: 2095-8706(2020)04-0020-08

0 引言

南祁连盆地是我国西部重要的油气资源战略区^[1], 根据构造可将盆地分为疏勒坳陷、木里坳陷、哈拉湖坳陷、下日哈坳陷、天峻坳陷5个次级坳陷^[2-3]。自2008年以来, 祁连山木里坳陷相继钻获天然气水合物及厚层状油浸—富含油砂岩、浅层气等^[4-7], 显示出该盆地具有巨大油气资源潜力, 成为我国陆域中纬度冻土区天然气水合物的重点研究区域。哈拉湖坳陷与木里坳陷毗邻, 为南祁连盆地内面积最大的构造单元, 具有类似的地质演化史和天然气水合物成藏背景, 是南祁连盆地天然气水合物的有利远景区^[8-9]。虽然近年来在哈拉湖坳陷开展了一定量的地球化学、二维地震、音频大地电磁等调查^[10-14], 初步认为哈拉湖坳陷具有良好的天然气水合物成藏远景。但目前区内仍基本

属于地质空白区, 有关哈拉湖冻土区天然气水合物形成及分布的研究基本没有, 尤其是针对该地区天然气水合物及油气储层的研究与认识较为有限。

为进一步调查哈拉湖地区天然气水合物成藏条件, 中国地质调查局油气资源调查中心于2016年实施天然气水合物调查井青德地1井(QH-1)和青德地2井(QH-2), 其中青德地2井完钻井深1 530.6 m, 为研究区域地层层序及天然气水合物成藏条件提供了有效支撑。本文利用青德地2井三叠系主要储集岩层段岩心分析, 结合测井资料开展储层特征研究, 为下一步的天然气水合物及油气勘探提供基础资料。

1 研究区概况

南祁连盆地哈拉湖坳陷位于南祁连盆地的西

收稿日期: 2020-07-13; 修订日期: 2020-07-24。

基金项目: 中国地质调查局“陆域天然气水合物资源综合调查(编号: DD20190102)”项目资助。

第一作者简况: 肖睿(1990—), 男, 工程师, 主要从事天然气水合物地质调查研究。Email: didaxr@163.com。

北部,处于疏勒南山隆起、永康隆起与拜兴哈达隆起之间,形状近似为长方形,呈NW、SE向展布,为盆地面积最大的构造单元,面积约10 000 km²。总体构造样式以短轴背、向斜和穹式褶皱为主。坳陷早古生代以海相活动型沉积为主,晚古生代及以后演变为海相稳定型及陆相沉积为主,自下而上包括石炭系、二叠系和三叠系,石炭系仅分布在坳陷东北侧,二叠系和三叠系分布广泛^[8]。

青德地2井位于哈拉湖坳陷西部(图1),钻遇第四系、古近系—新近系和三叠系(未见底)。其中第四系厚100.50 m,主要由冰碛物、冲洪积物、冰水

堆积物—湖相物等组成,未固结,岩层松散;新近系—古近系厚403.7 m,主要为浅灰绿色—浅灰色及浅黄褐色—浅黄色泥岩,固结程度相对较高,局部粉砂含量偏高,高角度裂隙相对发育,且常见石膏等矿物充填其中;三叠系厚1 026.4 m,未见底,以深灰—浅灰色、紫红色砂岩为主,波状、平行和交错层理发育,未见特征化石,根据钻遇岩层的岩性特征,可与上三叠统尕勒得寺组相对比,此外,由测井曲线可以看出,504.2 m处存在较为明显差异,异常以下主要为砂岩,综合推断认为该段属于三叠系。

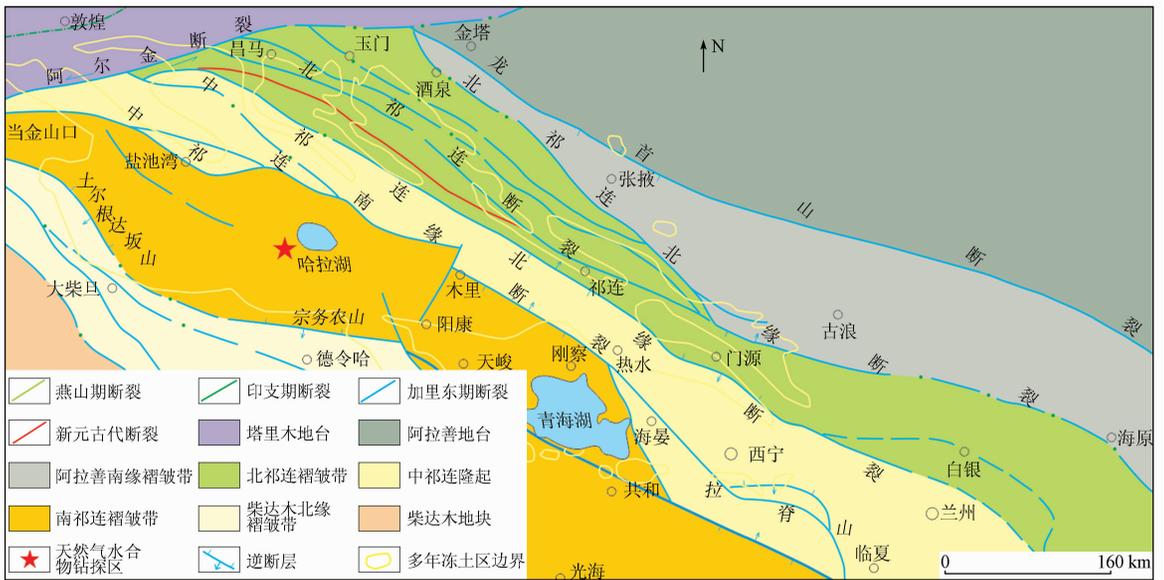


图1 研究区大地构造位置^[15]

Fig.1 Geotectonic location of the study area^[15]

2 储层特征

2.1 储层分布特征

青德地2井三叠系储层包括碎屑岩储层与碳酸盐储层,纵向分布较广。其中碎屑岩储层主要包括粗砂岩、中砂岩、细砂岩和粉砂岩等共85层,厚1 025 m(图2),与测井解释结果具有较好的对应关系,多分布以下5段:①511.90~583.60 m,厚度71.70 m,主要为深灰色粉砂岩、浅灰色细砂岩;②583.80~983.00 m,厚度399.20 m,主要为深灰色粉砂岩、浅灰色细砂岩;③983.00~1 364.80 m,厚度381.80 m,主要为深灰色粉砂岩、浅灰色—灰绿色细砂岩、浅灰色—紫红色含砾粗砂岩;④1 367.70~1 459.80 m,厚度72.10 m,主要为深

灰色粉砂岩、浅灰色细砂岩;⑤1 440.30~1 530.60 m,厚度90.30 m,主要为深灰色粉砂岩、浅灰色细砂岩。

2.2 储层岩石学特征

岩石薄片观察表明,测试样品多为碎屑岩,主要为岩屑长石砂岩及部分长石石英砂岩、岩屑石英砂岩、泥质粉砂岩、含粉砂泥岩等,部分样品为碳酸盐岩,包括泥晶灰岩、生物碎屑灰岩、含生物碎屑细砂质灰岩、巨晶灰岩等。

砂岩岩石由碎屑颗粒和填隙物组成。碎屑颗粒主要是石英和长石及部分岩屑。石英呈单晶粒状,部分可见石英次生加大边;长石以碱性长石为主,其中部分双晶发育(钠长石双晶),多发生黏土化;岩屑以变质岩岩屑为主。可见少量白云母,呈片状分布在碎屑颗粒之间,且多呈定向展布特征,

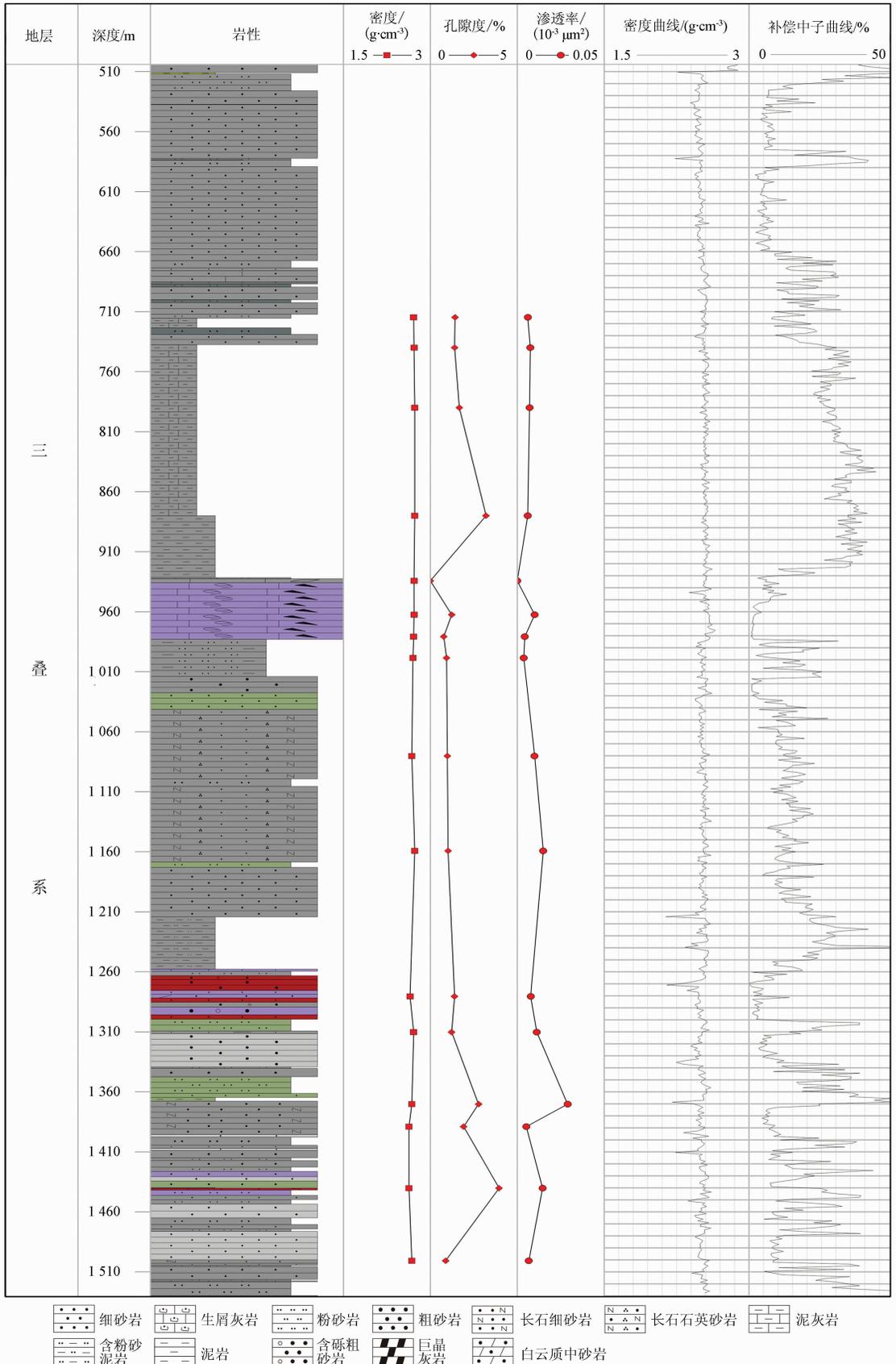


图2 青德地2井三叠系岩性柱状图

Fig.2 Lithology histogram of Triassic in well QH-2

万方数据

可见部分塑性变形及蚀变(黏土化、绿泥石化、伊利石化等)。碎屑颗粒以线接触及线-凹凸接触为主,部分为点接触(图3)。碎屑颗粒磨圆普遍较差,其中以次棱角状为主,部分呈次棱角一次圆状。分选整体较好,根据粒径可分为3段:680.2~720.2 m层段主要为细粒岩屑长石砂岩,粒径主要

在0.12~0.25 mm之间,最大可达0.3 mm;740.1~1 220.8 m层段主要为粉-极细粒岩屑长石砂岩、长石英砂岩与泥质粉砂岩、泥岩等,其粒径主要在0.03~0.12 mm之间,最大可达0.15 mm;1 280.6~1 500.8 m层段主要为中粒岩屑长石砂岩,粒径主要在0.25~0.5 mm之间,最大可达0.8 mm。

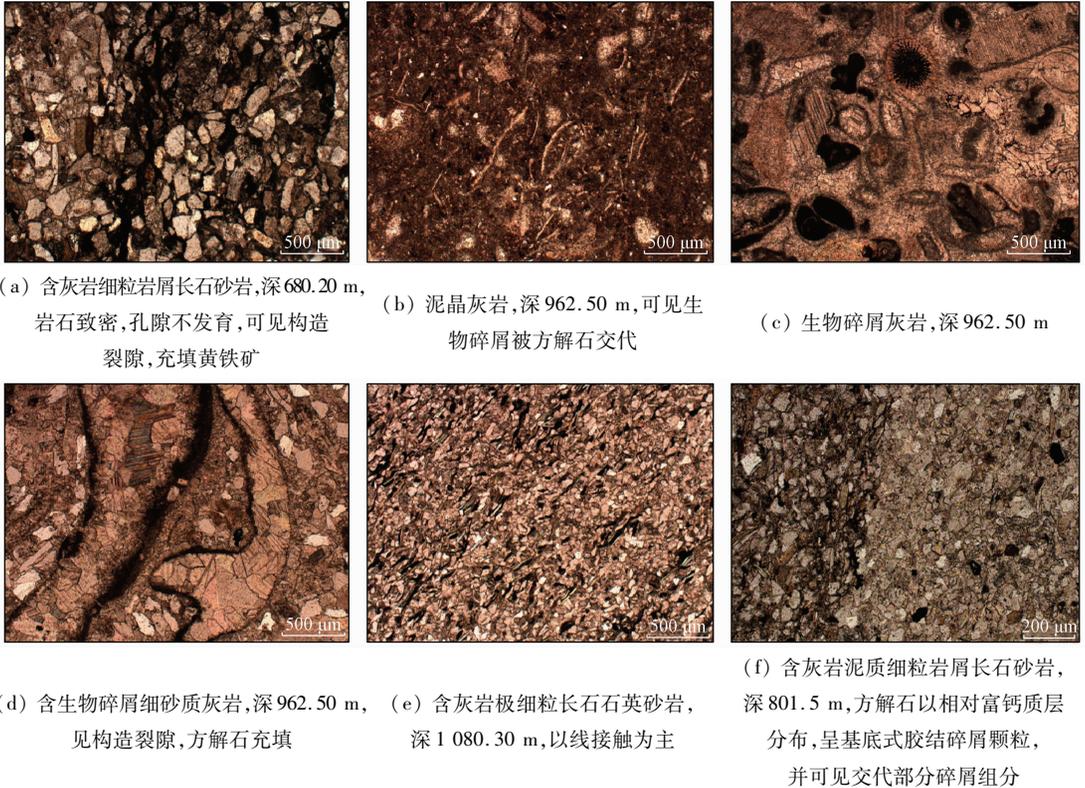


图3 青德地2井三叠系储集岩特征

Fig.3 Reservoir characteristics of Triassic in well QH-2

泥岩多呈现泥质结构与含粉砂泥质结构,主要由黏土矿物的集合体组成,部分含碎屑颗粒,多为石英和长石零散分布在泥质中,部分见云母呈片状分布在碎屑颗粒之间,可见塑性变形及蚀变。部分泥岩含碳酸盐矿物,多呈亮晶分布在局部碎屑组分含量较高的区域,并可见其交代部分碎屑颗粒(图3)。

青德地2井碳酸盐岩成分上主要由方解石组成,部分含生物碎屑、粒屑等(图3),其中生物碎屑包括介形虫、双壳类生物、棘皮类生物、有孔虫生物、腹足类等,粒屑主要为陆源碎屑颗粒及少量岩屑。

2.3 储层孔渗特征

为进行对比,依据该区三叠系储层特征,本文选取

青德地2井680.2~1 500.7 m段22块保存较好的岩心样品进行孔隙度、渗透率、岩石密度、铸体薄片等测试,所有分析均在四川省科源工程技术测试中心进行。

根据实测的孔隙度和渗透率值(表1,图2)可看出,青德地2井孔隙度分布在0.77%~3.95%,均值1.64%(图4),渗透率分布在 0.0037×10^{-3} ~ $0.029 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率约为 $0.0094 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5),属超致密型储层。

同时利用中子测井方法和密度测井方法计算得出的储层孔隙度(图2)亦可看出,三叠系砂岩层孔隙度极低,基本均小于10%,表明岩性十分致密,超声成像图和岩心测试时饱和时长也可以佐证(图6)。

表1 青德地2井三叠系岩石常规物性分析

Tab.1 Analysis of conventional physical properties of Triassic rocks in well QH-2

样品号	岩性	深度/m	密度/(g·cm ⁻³)	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)
青德地2井-S-009	含灰细粒岩屑长石砂岩	680.2	2.72	1.45	0.006 2
青德地2井-T-007	含灰泥质细粒岩屑长石砂岩	714.8	2.71	1.42	0.006 1
青德地2井-S-012	灰质粉—极细粒岩屑长石砂岩	740.1	2.72	1.40	0.007 5
青德地2井-S-014	含灰泥质粉砂岩	790.1	2.73	1.67	0.007 1
青德地2井-S-017	含粉砂泥岩	880.0	2.73	3.20	0.006 0
青德地2井-T-010	巨晶灰岩	934.3	2.72	—	—
青德地2井-S-021	泥晶灰岩	962.5	2.72	1.23	0.010 0
青德地2井-S-022	生物碎屑灰岩	980.8	2.71	0.77	0.004 3
青德地2井-S-023	含生物碎屑细砂质灰岩	998.5	2.70	0.93	0.003 7
青德地2井-S-026	极细粒长石石英砂岩	1 080.3	2.68	0.98	0.009 9
青德地2井-S-029-1	含灰极细粒长石石英砂岩	1 159.2	2.73	1.02	0.014 9
青德地2井-S-033	含云粗—中粒岩屑石英砂岩	1 280.6	2.65	1.39	0.007 8
青德地2井-S-034	含泥极细粒岩屑长石砂岩	1 310.3	2.71	1.22	0.011 2
青德地2井-S-036	含云中粒岩屑长石砂岩	1 370.3	2.68	2.78	0.029 0
青德地2井-T-012	中粒岩屑长石砂岩	1 389.0	2.63	1.91	0.005 2
青德地2井-S-039	含云中粒岩屑长石砂岩	1 440.3	2.63	3.95	0.014 6
青德地2井-S-042	含云中粒岩屑长石砂岩	1 500.7	2.68	0.88	0.006 6

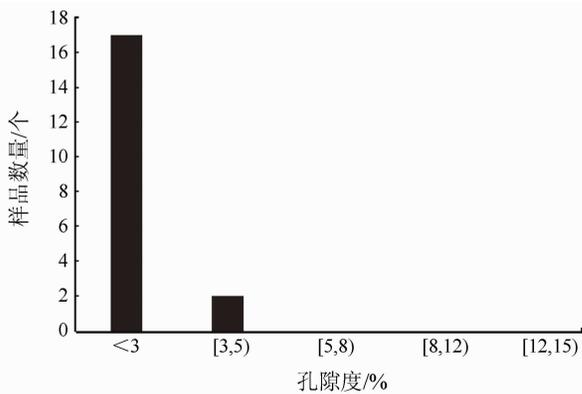


图4 青德地2井三叠系样品孔隙度分布

Fig.4 Histogram of porosity distribution in well QH-2

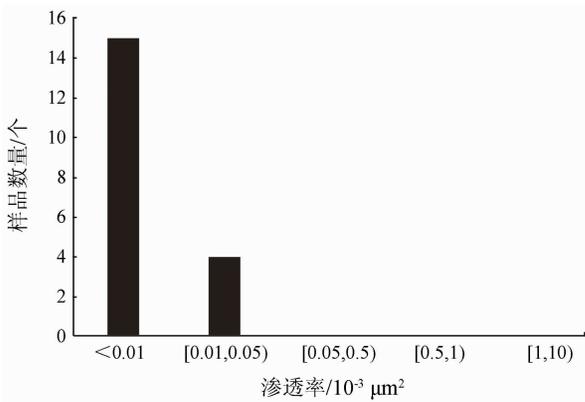


图5 青德地2井三叠系样品渗透率分布

Fig.5 Histogram of permeability

分布 in well QH-2

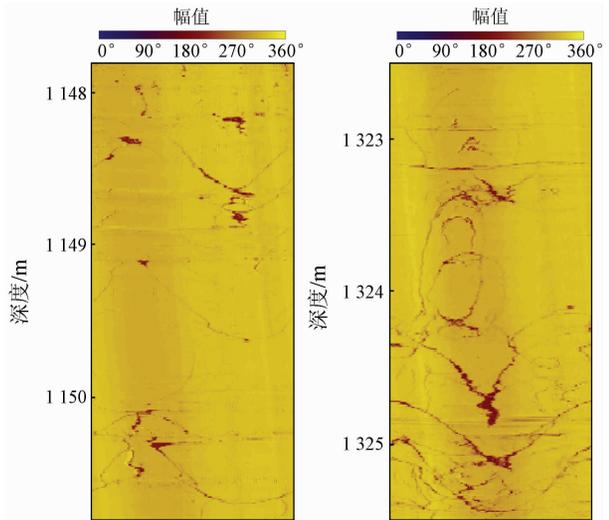


图6 青德地2井典型裂隙示例

Fig.6 Typical fracture examples of well QH-2

2.4 储集空间类型

通过超声成像测井对青德地2井钻井进行裂隙识别(图6),青德地2井三叠系共拾取到裂隙411条,裂隙主要分布在510~540 m和990~1390 m井段,裂隙密度平均值为4条/10 m,裂隙不发育;裂隙倾角主要分布在50°~85°,倾角较高;裂隙倾向分布较分散,无明显集中分布现象(图7)。

青德地2井三叠系储层样品密度为2.63~2.73 g/cm³,密度平均值为2.70 g/cm³,测井解释密度直方图亦显示其数值集中在2.4~2.6 g/cm³,

与实验室测试结果较一致,数值均偏大,表明青德地2井三叠系岩心致密。

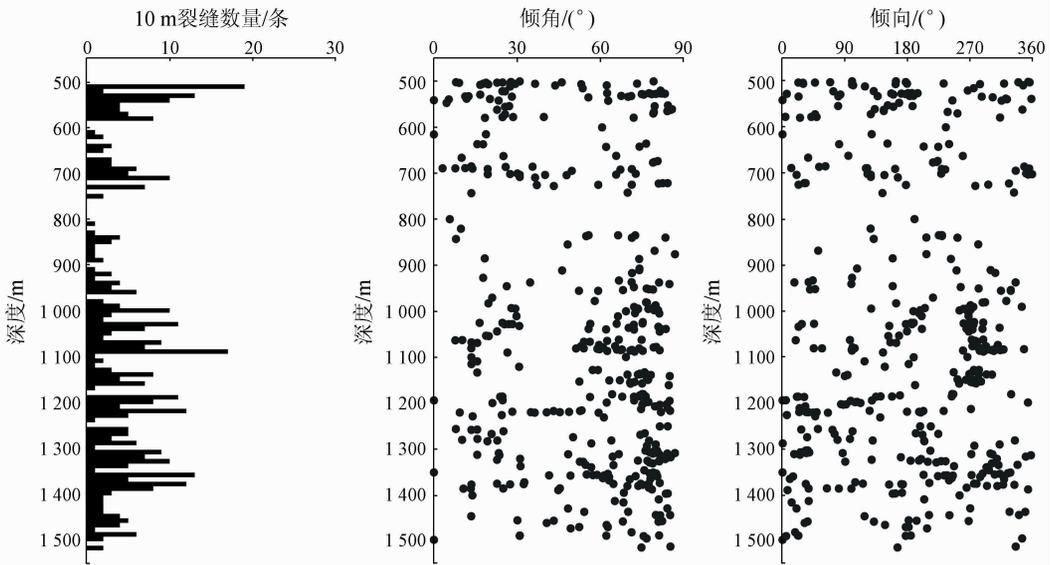


图7 青德地2井裂隙密度、倾角和倾向随深度变化特征

Fig.7 Fracture density, inclination angle and tendency changing with depth for well QH-2

常规薄片、铸体薄片表明该井三叠系岩石致密,孔隙不发育,仅在部分岩心样品中见少量裂缝,且按成因均为构造裂缝(图3(a),(d))。裂缝作为一种特殊的孔隙类型,同时起到了储集空间和渗滤通道的作用^[1],构造裂缝一般规模较大,呈交叉状、网状或树枝状,多切穿颗粒,延伸较远,在部分构造缝边缘可见到溶蚀现象,使裂缝面变得凹凸曲折。

3 储层成岩作用

沉积物在成岩作用过程中变化复杂多样,包括压实作用、压溶作用、胶结作用、重结晶作用和成岩矿物的形成等^[15-17]。青德地2井三叠系储层主要的成岩作用有压实作用、胶结作用和交代作用,均与储层较为致密有关。

3.1 压实作用

压实作用是导致青德地2井三叠系储层超致密的主要成岩因素之一,对储层孔隙度和渗透率的影响主要反映在储集岩埋藏的早期。由于碎屑岩储层中陆源基质含量高,沉积后大量细小物质充填在碎屑颗粒之间,使原始孔隙度明显降低,加上呈柔性的岩屑含量较高,导致压实压溶效应显著,使储集层物性条件明显变差,这一作用对粉砂岩—细砂岩影响尤其明显,主要表现为颗粒紧密接触,多为线接触及点接触,见部分碎屑颗粒的定

向排列以及塑性颗粒(云母等)弯曲变形(图3(e)),显示储层经历了较强烈的压实作用。随着埋深的增加,由于各种胶结作用的出现,岩石具有一定的抗压性,此时压实作用对储层物性的影响逐渐减弱,取而代之的是各种胶结作用。

3.2 胶结作用

胶结作用对物性条件同样有较大的负面影响,具体表现在碎屑岩储层中碳酸盐胶结物的广泛分布,且以方解石及白云石胶结物为主,多呈亮晶孔隙式胶结或基底式胶结。胶结物在岩石中分布不均,在镜下大部分区域可见,部分白云石呈半自形粒状集合体形式分布在碎屑颗粒之间。此外见部分硅质胶结,以石英次生加大形式出现,同时见以绿泥石和伊利石为主的黏土矿物胶结(图3(f)),这些胶结物的形成与沉淀进一步填充残余的粒间孔隙及堵塞喉道,使得本来相对致密的储层又遭到了不同程度的破坏,最终使物性条件变得更差。

3.3 交代作用

青德地2井交代作用分布较广,主要表现为碳酸盐胶结物交代碎屑颗粒,交代作用程度较弱。多数情况下,可见胶结物中方解石或白云石沿碎屑颗粒边缘进行交代,使部分碎屑颗粒呈现不同程度的交代,特别是长石等颗粒交代最为明显,少量以交代部分生物碎屑形式分布在岩石中(图3(b))。

4 讨论

4.1 青德地2井三叠系储层的成藏意义

虽然青德地2井反映了哈拉湖地区三叠系碎屑岩及碳酸盐岩厚度巨大,但主要以粉—中砂为主,成分以石英、长石为主,岩屑次之,分选较好,且由于储集层经历压实、胶结和交代等成岩作用影响,岩心致密,孔隙度与渗透率都极低,仅发育少量裂缝,三叠系储集性能整体较差,绝大部分属非常规储集层。

虽然范东稳等^[18]通过对青德地2井岩心观测及顶空气分析表明,在其不同深度段内发育裂隙或破碎带,烃类气体异常深度段与裂隙或破碎带发育的深度段具有较好的对比性,但是其发育的裂隙或破碎带对烃类气体聚集的控制作用较为有限。对比木里坳陷,天然气水合物钻探结果显示,孔渗整体偏低但吸附能力相对较强的暗色泥岩、页岩,以及受构造应力影响发育丰富的裂隙、断层或破碎带为“裂隙型水合物”及“孔隙型水合物”的形成提供了良好的赋存空间^[7,18-19],而这明显与青德地2井显示的三叠系储层特征有所差别,故推断哈拉湖地区较难形成类似木里地区的“裂隙型水合物”及“孔隙型水合物”。

4.2 青德地2井天然气水合物潜在储层与成藏条件

值得注意的是,第四系等地层中成岩作用较差、孔隙连通性好的松散沉积物可作为天然气水合物优质储层^[20-23]。区别于木里地区厚度较小的第四系沉积,哈拉湖地区在冻土层之下存在较厚的未固结岩层,区内青德地2井钻遇厚100.50 m的第四系沉积物及厚403.7 m的固结相对较好且高角度裂隙相对发育的古近系—新近系砂岩,与此相邻的青德地1井钻遇第四系松散沉积物160.6 m及古近系—新近系地层570.64 m,在哈拉湖东部的DK-13井钻至550 m仍未钻遇固结岩石^[11],这些孔隙度较大的松软未固结地层可能成为天然气水合物较为良好的储集空间。

从天然气水合物成藏条件分析,哈拉湖坳陷虽暂未进行水合物稳定带模拟计算,但该区的冻土条件及地温梯度明显优于木里坳陷,冻土层呈现“南北两侧厚、中部薄”的特征,北部冻土层厚度大都在100 m以上,南部冻土层厚度以70~90 m居多^[11,14],区内青德地1井与青德地2井分别揭示冻土层厚150 m和120 m,且地温梯度均低于木里地

区,故推测哈拉湖坳陷基本具备形成天然气水合物的温压条件。二维地震及音频大地电磁等地球物理调查^[22-23]表明,从烃源岩地层褶皱形态和天然气运移通道来看,哈拉湖区域南端构造部位以及新生界底不整合面对天然气的向上运移是较为有利的。但普遍认为^[23]哈拉湖坳陷相比木里坳陷可能缺失水合物形成的主要烃类气源——侏罗系烃源岩层,同时受构造抬升影响,区内较为优良的上三叠统含油气系统容易遭受破坏,因此,该区水合物形成的气源条件相对较差。但区域仍存在下二叠统草地沟组等烃源岩,同时推测存在早期油气系统残余的烃类气体随着古近系、新近系沉积继续向上运移,其中部分烃类气体以吸附(游离)的方式被储存在这些未固结的岩层中,且被区域内广泛分布的厚层冻土层与钻探发现的多处石膏层共同封堵,为天然气水合物形成提供了物质基础,青德地2井中新近系顶空气样品中烃类气体含量高于古近系和三叠系的烃类气体含量也印证了这一推测^[18]。故青德地2井所揭示层段虽已满足天然气水合物成藏条件,但由于目前气源基础较弱,仍较难形成天然气水合物。为此,下一步勘探工作应重点探寻哈拉湖坳陷潜在烃源岩分布区域与地球化学异常区域。

5 结论

(1)整体上看,青德地2井三叠系储层分布较广,厚度巨大,但岩性以粉—中砂为主,且压实、胶结、交代等成岩作用使其原生粒间孔造成损失,物性逐渐变差,故储集性能整体较差,绝大部分属非常规储集层。

(2)哈拉湖坳陷岩性致密,孔隙度与渗透率都极低,且整体裂隙较不发育,较难形成类似木里地区固结岩石中的裂隙型水合物及孔隙型水合物。

(3)哈拉湖坳陷冻土层下存在厚层的第四系松散沉积物及裂隙相对发育的古近系—新近系,可为天然气水合物形成提供较为良好的储集空间。

参考文献:

- [1] 王力,周立发,李珊.南祁连盆地三叠系碎屑岩储层特征及综合评价[J].河北工程大学学报:自然科学版,2013,30(2):65-70.
- [2] 符俊辉,周立发.南祁连盆地石炭—侏罗纪地层区划及石油地质特征[J].西北地质科学,1998,19(2):47-54.
- [3] 王苏里,周立发.南祁连盆地上三叠统阿塔寺组碎屑岩地球化学特征及其源岩[J].现代地质,2016,30(1):87-96.

- [4] 祝有海,张永勤,文怀军,等. 青海祁连山冻土区发现天然气水合物[J]. 地质学报,2009,83(11):1762-1771.
- [5] 祝有海. 陆域天然气水合物资源勘查与试采取得系列成果[J]. 中国地质调查成果快讯,2017(63/64):1-5.
- [6] 唐世琪,卢振权,饶竹,等. 祁连山冻土区天然气水合物岩心顶空气组分与同位素的指示意义——以DK-9孔为例[J]. 地质通报,2015,34(5):961-971.
- [7] 王平康,祝有海,卢振权,等. 青海祁连山冻土区天然气水合物研究进展综述[J]. 中国科学:物理学力学天文学,2019,49(3):034606.
- [8] 徐明才,哈立洋,王小江,等. 哈拉湖地区天然气水合物地震探测技术试验[J]. 物探与化探,2016,40(4):667-674.
- [9] 郭祖军,陈志勇,胡素云,等. 天然气水合物分布及青藏高原有利勘探区[J]. 新疆石油地质,2012,33(3):266-271.
- [10] 陈鹏,于常青,韩建光,等. 低频可控震源在哈拉湖冻土区二维地震勘探试验研究[J]. 地球物理学进展,2018,33(2):562-570.
- [11] 张鹏辉,何梅兴,白大为,等. 哈拉湖坳陷与木里坳陷天然气水合物成藏条件对比[J]. 物探与化探,2017,41(6):1160-1166.
- [12] 田玉昆,李桂林,刘晖,等. 哈拉湖地区低频可控震源天然气水合物地球物理响应特征研究[J]. 地球物理学报,2016,59(11):4287-4296.
- [13] 孙忠军,王惠艳,张舜尧,等. 祁连山哈拉湖坳陷天然气水合物地球化学勘查[J]. 物探与化探,2017,41(6):1152-1159.
- [14] 何梅兴,裴发根,方慧,等. 音频大地电磁测深在祁连山哈拉湖坳陷天然气水合物调查中的应用[J]. 物探与化探,2017,41(6):1167-1174.
- [15] 陈夷,杜治利,康志宏,等. 阿尔金山前下-中侏罗统页岩气成藏地质条件分析[J]. 中国地质调查,2019(4):40-50.
- [16] 贾岫,姜在兴. 页岩油的储层特征及其影响因素分析——以沾化凹陷罗家地区为例[J]. 中国地质调查,2020,7(2):13-20.
- [17] 青海省地抽矿产局. 青海省区域地质志[M]. 北京:地质出版社,1991.
- [18] 范东稳,卢振权,刘晖,等. 南祁连盆地哈拉湖坳陷天然气水合物科学钻孔岩心顶空气组成及其地质意义[J]. 天然气地球科学,2019,30(4):526-538.
- [19] 陈利敏,秦荣芳,蒋艾林,等. 青海木里三露天天然气水合物钻孔岩心构造裂隙特征[J]. 现代地质,2015,29(5):1087-1095.
- [20] 王伟超,卢振权,李永红,等. 青海木里三露天天然气水合物分布与储层特征[J]. 现代地质,2015,29(5):1035-1046.
- [21] 王平康,祝有海,张帅,等. 西藏羌塘盆地鸭湖地区天然气水合物成藏条件[J]. 地质通报,2017,36(4):601-615.
- [22] 王小江,张凯,李培,等. 哈拉湖冻土区地震波场特征与天然气水合物成矿潜力分析[J]. 物探与化探,2017,41(6):1142-1151.
- [23] 何梅兴,方慧,祝有海,等. 祁连山哈拉湖坳陷地质构造特征及天然气水合物成藏地质条件研究[J]. 中国地质,2020,47(1):173-187.

Characteristics and significance of natural gas hydrate reservoir of Triassic in well QH-2 in Harlahu Depression of Southern Qilian Basin

XIAO Rui¹, ZHU youhai¹, LU Zhenquan¹, LIU Hui¹, PANG Shouji¹,
ZHANG Shuai¹, FAN Dongwen^{1,2}, WANG Weichao³

(1. Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 2. China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 3. Qinghai No. 105 Coal Geological Exploration Team, Xining 810007, China)

Abstract: Harlahu Depression is basically a geological blank area now. Few studies on the formation and distribution of natural gas hydrate have been published, especially the research and understanding of natural gas hydrate reservoir in this area. The borehole QH-2 is located in the western part of Harlahu Depression of South Qilian Basin, and it was the first deep drilling hole for natural gas hydrate investigation in this area, in which Quaternary, Neogene—Paleogene and Triassic strata were drilled. The authors took the core of Triassic reservoir in well QH-2 as the research object to study the reservoir characteristics of Harlahu Depression, through the thin section observation of rock, porosity, permeability, rock density, casting thin section and other physical property tests, as well as the logging data. The research shows that Triassic reservoir of well QH-2 is widely distributed with great thickness. However, the physical property of the reservoir is poor, and most parts of the reservoir were unconventional reservoirs. The fractures are not developed, so it is difficult to form fracture type hydrate and pore type hydrate in the consolidated rock stratum similar to Muli area. While, the thick Quaternary loose sediments and Tertiary strata with relatively developed fissures were developed under the permafrost regions in this area, which may provide a better reservoir space for the formation of natural gas hydrate.

Keywords: Southern Qilian Basin; Harlahu Depression; well QH-2; natural gas hydrate; reservoir