

酸气回注——以土库曼斯坦阿姆河右岸 封存场地适应性评价为例

李琦 匡冬琴 刘桂臻 刘学浩

中国科学院武汉岩土力学研究所 岩土力学与工程国家重点实验室 武汉 430071

内容提要:酸气回注技术既是碳减排技术之一,又可在一定程度上缓解硫磺供需矛盾,降低酸雨发生频次,并有利于环境保护的绿色执行技术之一,因此,正日渐受到全球关注。土库曼斯坦阿姆河右岸区块是中国海外天然气的重要来源地之一,在中石油国际合作开发过程中,考虑到硫磺市场价格波动性及后续运输距离的不确定性等不利因素,与传统硫回收工艺相比,酸气回注技术值得研究与分析。限于中亚特殊地缘与环境特征,其酸气封存场地的选择尤为重要。本文参考二氧化碳封存选址原则,提出运用酸气回注的地质工程学方法,对阿姆河右岸酸气回注封存场地进行适应性评价。首先,选择适应酸气封存选址的指标,包括研究区地质构造稳定性、地震和断裂发育情况、地层压力、地温、储层孔隙度和渗透率、盖层封闭性等;然后根据区域实际地质情况,对每个指标进行权重赋值,运用层次分析法来进行盆地级评价;最后,参照利用沉积微相和更细的储层物性资料,进行了更细级别的封存场地优势带分析,为下一步工作指明方向。

关键词:土库曼斯坦阿姆河右岸;酸气回注;场地筛选;适应性评价;天然气开发;能源安全;地质工程

酸性气体回注(简称酸气回注)主要是指将天然气中分离出来的酸气通常主要是二氧化碳(CO_2)和硫化氢(H_2S)通过管道运输至注入井,并通过井孔注入地下预选的地层,从而实现长期封存以减少排放的过程(Carroll, 2010)。酸气回注技术既是一种实现温室气体零排放的碳减排技术,也是缓解硫磺供需矛盾,降低酸雨发生频次,确保环境保护有效执行的绿色发展技术之一(Li Qi et al., 2012)。在国外,酸气回注技术已经有较多的前期基础研究,且已成功开展过酸气回注先导性实验(Triverdi et al., 2007),并在加拿大阿尔伯塔省(Alberta)等地得到了广泛的工程应用(Bachu et al., 2005)。目前,全球已经开展过50多个酸气回注工程项目,而我国尚无工程应用实例(Li Qi et al., 2014a)。酸气回注在国内,只有部分学者正在探讨这一技术(谌哲等, 2011; Li Qi et al., 2011, 2014b; 王寿喜等, 2010, 2013)。Li Qi等(2011, 2012, 2013)初步评价了我国酸气回注的可行性及潜力;中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司刘永茜等(2012)在加拿大调研了酸气回注的工程应用实例;刘学浩等

(2012)研究认为酸气回注的经济成本仅为硫回收成本的60%左右;王寿喜等(2013)指出鄂尔多斯盆地的靖边气田的酸气含量低,硫磺回收经济效益差,优选酸气回注技术。中国科技部公开发表的碳捕集、利用与封存(CCUS)路线图中明确指出,酸气回注是一种更加新型环保的减排方式(科学技术部社会发展科技司等, 2011),这表明酸气回注作为一种处理酸气并实现零污染的工程技术,在国家层面上已经受到关注。

2007年8月10日,中石油阿姆河天然气项目启动。作为第一个走出一条海外项目建设与管理的中土天然气合作典范,阿姆河天然气项目承载实现我国能源安全与土库曼斯坦环境绿色发展的光荣使命。由于阿姆河右岸区域气藏富含 H_2S ,笔者根据 CO_2 封存场地选址原则,提出阿姆河右岸酸性气体地质封存需要考虑的要素,运用层次分析法初步确定研究区在酸气回注方面的适应性,且更进一步选定酸气回注的场址优选区域,为研究区未来开展酸气回注工程提供选址根据。

注:本文为国家自然科学基金资助项目(编号41274111)和中国科学院百人计划择优支持项目(编号0931061C01)的成果。

收稿日期:2014-04-03;改回日期:2014-06-17;责任编辑:黄敏。

作者简介:李琦,男,1972年生,博士。1995年毕业于南京大学地球科学系,现任研究员,主要从事酸气回注、 CO_2 地质利用与封存研究方面的工作。Email:qli@whrsm.ac.cn。

1 酸性气体地质封存要素研究

酸气回注是为了将含有酸性气体的气藏在清洁生产同时,将伴随产生的酸气再注入到地下深部地层进而封存的一种减排技术。本文基于二氧化碳封存选址原则(中国21世纪议程管理中心等,2012),重点分析酸性气体地质封存场地所需的地质因素,进行封存区域的适应性评价。具体选址工作一般随着工程进展而时时更新,随着勘探开发阶段的深入,所选场地会更具体、详细和准确。结合油气领域研究经验,酸性气体地质封存的优选应从以下方面考虑:从地质因素而言,包括地层特征、构造特征、沉积

特征、储层特征及其动态特征(表1);从非地质因素而言,包括气候条件和基础设施等(表2)。

下文首先将以土库曼斯坦阿姆河右岸区块为例,详细地展开各选址因素的分析;其次,运用层次分析法对阿姆河盆地进行适应性评价分析;最后,综合分析预测适合酸气回注地质封存的优势区带。

2 阿姆河右岸地质概况

2.1 地理位置

阿姆河右岸区块(图1)位于土库曼斯坦境内的东南部,北部与乌兹别克斯坦紧邻,是中亚地区重要的油气资源区块,其大部分地区为沙漠和半沙漠,仅

表1 酸气回注封存地质要素一览表

Table 1 Geological factors for acid gas injection

指标	具体指标	好	一般	差
地层特征	埋深(m)	800~3500	>3500	<800
	地层厚度(m)	>80	30~80	<30
	地层组合与砂厚比(%)	砂岩(碳酸岩盐)夹泥岩、层状分布;砂厚比>60%	砂泥岩互层或泥岩夹砂岩;砂厚比20~60%	泥岩夹砂岩;砂厚比<20%
	盖层岩性	蒸发岩类	泥质岩类	页岩和致密灰岩
	盖层单层厚度(m)	>20	10~20	<10
	盖层累计厚度(m)	>300	150~300	<150
	盖层连续性	分布连续,具区域性	分布基本连续	分布不连续,局限
构造特征	主力盖层之上次级盖层和储层的数量和质量	多套,质量好	一套,质量一般	无
	构造稳定性	无活动断层,场地地震安全性—安全	无活动断层,场地地震安全性—中等	有活动断层,场地地震安全性—危险
	断裂封闭性	良好	一般	差
地质指标	沉积环境	综合评价盖层岩性、单层厚度、累计厚度、连续性、主力盖层和次级盖层等数量和质量,结合断裂系统		
	陆相	冲积平原、三角洲平原和三角洲前缘水下分流河道;砂砾岩、粗砂岩	冲积扇、三角洲前缘、滨浅湖;中—细砂岩	湖底扇、浅—半深湖及其他;粉—泥质砂岩
储层特征	海相	封闭或半封闭浅水碳酸盐台富含生物的潮间带;生物碎屑灰岩	潮上带和潮下带;碳酸岩盐	其他
	水文地质条件	水力封闭作用		水力封堵作用
	矿化度(g/L)	10~50	3~10	<3或者>50
	地表温度(°C)	<-2	-2~10	>10
	地温梯度(°C/100m)	<2	2~4	>4
	大地热流值(HFU)	<54.5	54.5~75	>75
	地层压力系数	<0.9	0.9~1.1	>1.1
	孔隙度(%)	砂岩 >15 碳酸盐岩 >12	15~10 12~4	<10 <4
	渗透率(mD)	砂岩 >50 碳酸盐岩 >10	50~10 10~5	<10 <5
	非均质性(渗透率变异系数)	<0.5	0.5~0.6	>0.6
煤和煤层气、盐岩等特殊储集体	封存潜力量化的时候,特殊储集体要另外计算			
动态特征	动态观察断裂封闭性、盖层完整性、物性、酸气气体含量等	在工程进行中,要监测断裂封闭性、盖层完整性,保证封存安全;监测物性、酸气气体含量等,阶段性调整封存方案		

部分为阿姆河绿洲。研究区块有效勘探面积为 14314km²,其中 A 区处于开发阶段,B 区处于勘探阶段(徐剑良等 2010)。

阿姆河是中亚第一大内陆河,源于帕米尔高原,出山后进入平原,流经土库曼斯坦东北地区,出境后经乌兹别克斯坦汇入咸海,阿姆河流域面积 46.5 × 10⁴km²,全长 2600km,年径流量 631 × 10⁸m³,是土库曼斯坦的主要淡水资源(图 1)。土库曼斯坦城市少,人口仅 40 万,故城市生活用水总量不多,主要是农业,耕地面积 140 × 10⁴km²,由于气候干旱,需要进行灌溉,农业是主要的用水去向。如 20 世纪 90 年代中期统计,农业用水占 91%,工业用水占 8%,而生活用水仅仅只占 1%。按人口平均计算,人均综合年用水量超过 5000m³(魏昌林 2002)。阿姆河作为整个中亚地区的一个重要的水源地,需要得到重要保护(UNEP et al. 2011)。

2.2 区域地层特征

阿姆河盆地地层由基底、过渡层和沉积盖层组成(图 2)。基底为古生界变质岩,埋深变化大,一般在 4000m 以下。过渡层为二叠系—三叠系陆源碎屑岩,角度不整合于基底变质岩之上,区内广泛分布,厚度变化大,盆地内由北向南变厚。沉积盖层由侏罗系、白垩系、古近系、新近系组成(严维理等, 2010)。

2.3 盖层特征

阿姆河盆地区域性盖层很发育,形成了很好的储盖组合。图 2 所示有两个区域性盖层和三个局部性的盖层。一个区域性盖层为下白垩阿尔布阶下部的泥页岩层,它分布广泛,仅在局部夹砂岩层,并把阿普特阶储集层中的油气封闭于油气藏中。在上侏罗基末利—提塘阶的巨厚盐膏层是另一个区域性盖层,它分布在研究区的大部分地区,包括札翁古兹凹

表 2 酸气回注封存非地质要素一览表

Table 2 Non geological factors for acid gas injection

指标	具体指标	好	一般	差	
非地质指标	气候	温带	热带	沙漠;极地、亚极地	
	H ₂ S/CO ₂ 源距离(km)	< 100	100 ~ 200	> 200	
	场地一定范围内是否有钻井或废弃井	无	有,但均做了封固	多,且未封固	
	所在地区的性质	不在	不在	在	
	是否在农业保护区、自然保护区、风景名胜、文物(考古)保护区、生活饮用水源保护区、供水远景规划区、矿产资源储备区和其他需要特别保护的区域(是否在特别保护区域)	不在	不在	在	
	植被状况(有无重点保护植物、植被覆盖率)	无、低	少,一般	多、高	
	与饮用水源的关系	无	有,但下伏有良好的隔水层	有,下伏无良好的隔水层	
	和安全距离	距离河流、水库等地表饮用水水源的距离(m)	> 150	150 ±	< 150
	作业区是否交通便利	便利	一般	不便利	
	基础设施	完善	中等	不完善	

表 3 土库曼斯坦阿姆河右岸构造带划分表(严维理等 2010)

Table 3 Tectonic belt partition of the Amu Darya right bank area, Turkmenistan (after Yan Weili et al., 2010)

序号	三级构造区带	四级构造带
1	查尔朱隆起	
2	坚基斯库尔隆起	
3	卡拉别克拗陷	
4	桑迪克雷隆起	坦格古伊—鲍塔—乌兹恩古伊构造群 别列克特利—皮尔古伊构造带 扬古伊—恰什古伊构造带 桑迪克雷构造带
5	别什肯特拗陷	别希尔构造带 霍贾姆巴兹构造带 杜戈巴—召拉麦尔根构造带
6	西南基萨尔山前冲断带	阿盖雷构造带 阿克古莫拉姆构造带

陷和木尔加布凹陷全部,查尔朱台阶和别无尔杰克什一希文凹陷的大部,以及巴哈尔多克单斜的东部,它把卡洛夫—牛津阶的天然气封闭于气藏中。此外,在巴蕾姆阶的中部、土仑阶的上部和下第三系的上部都有泥页岩在局部地区起到盖层作用(孙林,2010)。

3 阿姆河右岸构造背景

3.1 构造演化过程

阿姆河盆地发育至今的构造格局经历了3个阶段即二叠纪—三叠纪裂陷期、侏罗纪—古近纪始新

世裂后热沉降期和渐新世—新近纪抬升改造期。阿姆河右岸构造位置位于阿姆河盆地东北部,从北东向南西横跨阿姆河盆地查尔朱台阶、别什肯特凹陷和西南基萨尔山前冲断带3个二级构造单元,6个三级构造区带,9个四级构造带。现今构造格局划分见表3(严维理等2010)。

3.2 断裂特征

研究区的断裂系统大致分为两类:早期的张性断裂系和晚期的挤压走滑断裂系(图3)。张性断裂系主要靠近南部地区,多数是在晚二叠世—三叠纪—早侏罗世的裂谷盆地阶段形成的断阶或断陷,

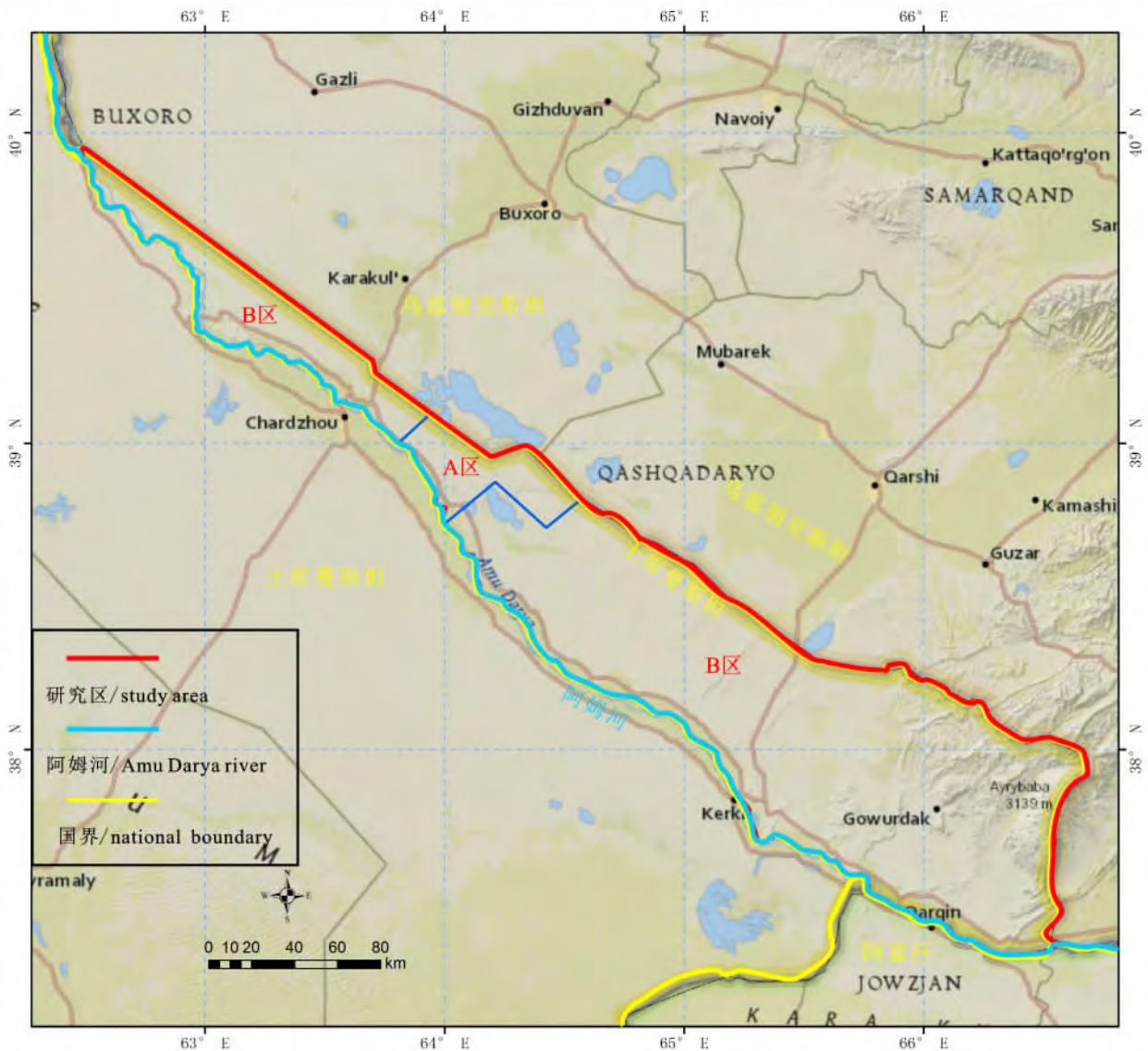


图1 土库曼斯坦阿姆河右岸研究区区域位置

Fig. 1 The research target area of the Amu Darya right bank, Turkmenistan (Red solid line enclosed area is the research area, divided into zone A and zone B, where zone A is currently in the development stage, and zone B is in the exploration stage)

Solid red line enclosed area is the research target area, and it divides into zone A and zone B.

Now, zone A is in the development stage and zone B is in the exploration stage

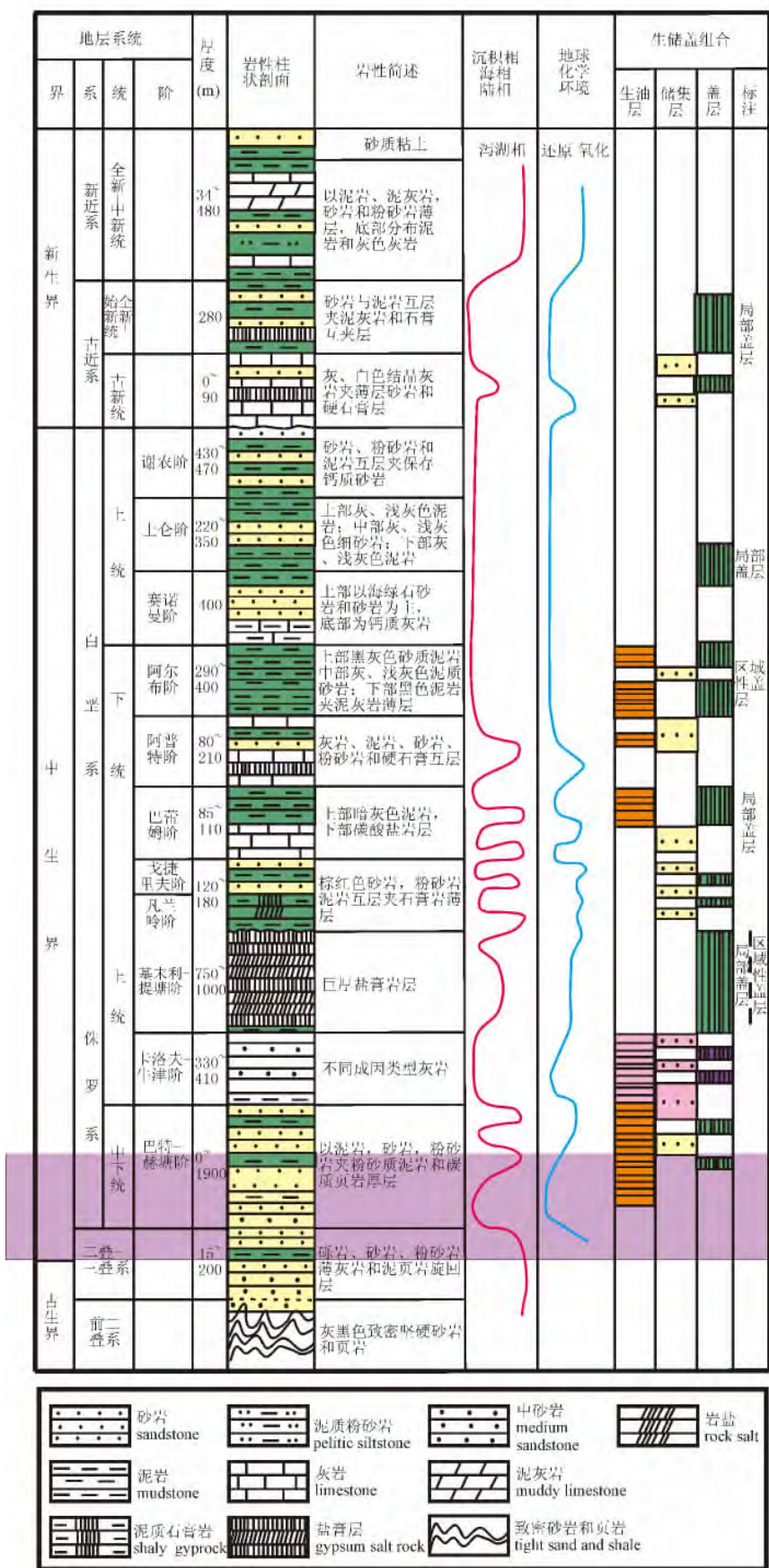


图 2 土库曼斯坦阿姆河右岸地区地质综合柱状图(据王强等 2012; 赵灿 2011 修改)

Fig. 2 Composite columnar section of the Amu Darya right bank area, Turkmenistan (modified from Wang Qiang et al., 2012; Zhao Can, 2011)

其下盘沉积地层厚度明显要比上盘的地层沉积厚度厚很多,属于典型的同沉积特征。挤压走滑断裂系主要有两条,一条是基尔桑—皮尔古伊走滑系,其长约 100km,一直延伸到基萨尔山前带;近东西走向,断开层位是从基底到地表。另一条是别希尔—别列科特里走滑系,其长约 400km;北西—南东走向,断开层位是从基底到地表。根据孙林(2010)等断裂系结合区域概况(蒋正中 2010)和输站场和管道得出本研究区部分断裂分布图,见图 3。

3.3 圈闭类型

将研究区内的圈闭分为 5 种类型(表 4)。生物礁圈闭、由基底古隆起继承性发展而成的圈闭、中部石膏沉积之后的第二次重要的构造运动所形成的圈闭、具有基底古隆起背景,但是由于后期沉积的加积作用而失去继承性的圈闭和新构造运动作用下形成的圈闭,其形成时间最晚(徐剑良等 2010)。

4 阿姆河右岸沉积环境

根据前人资料,不同学者对该区沉积微相分类大同小异,只是定名稍有不同,如有学者将阿姆河右岸沉积相划分如表 5(费怀义等 2010):

本研究区是一套较深水碳

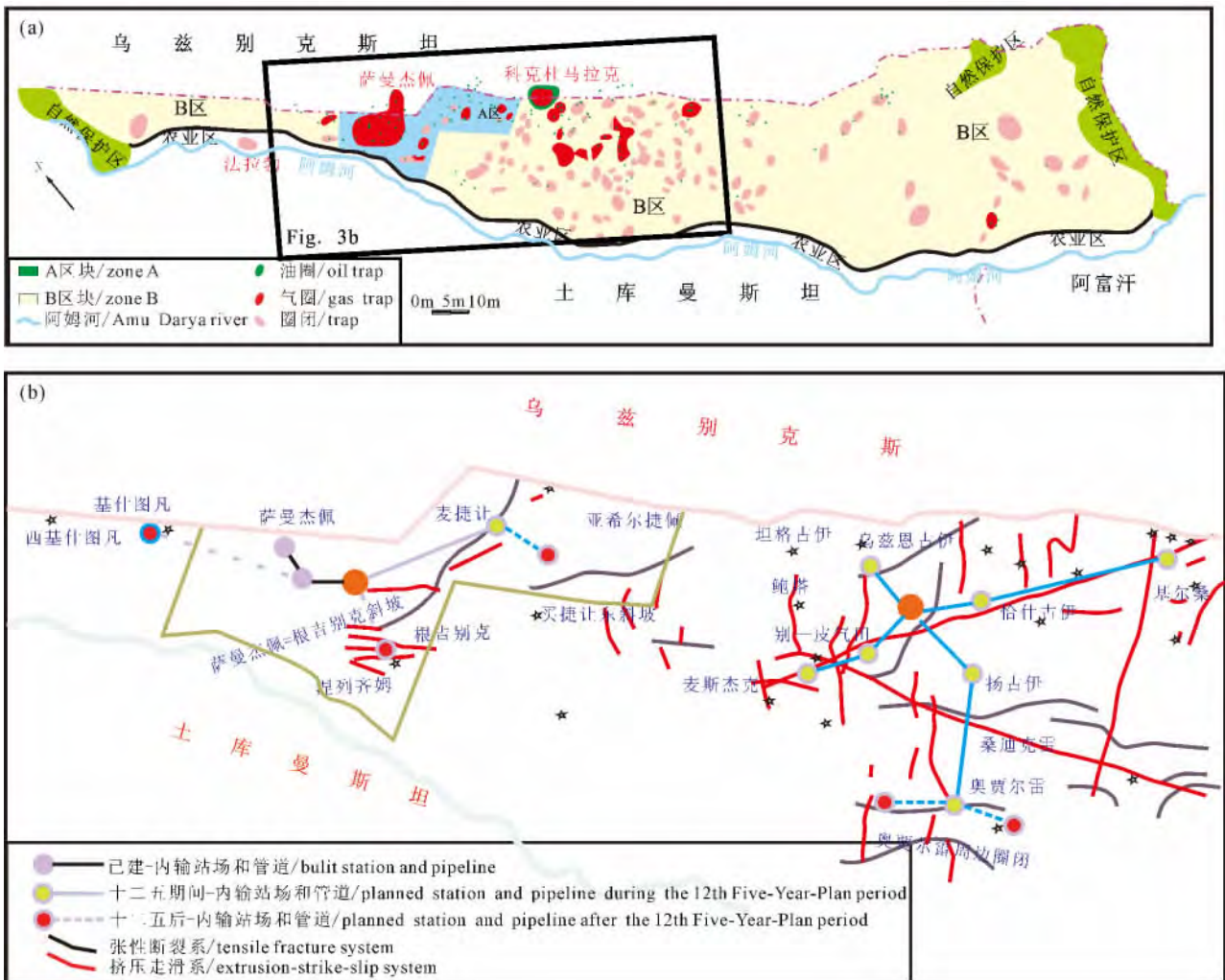


图3 土库曼斯坦阿姆河右岸油气圈闭(a)和部分断裂分布图(b)

Fig. 3 Oil and gas traps (a) and fracture distribution (b) of the Amu Darya right bank area ,Turkmenistan

酸盐岩缓斜坡—浅水台地相的碳酸盐岩沉积组合，被划分为灰岩石膏层(XV_{vac}层)、层状灰岩层(XV_p层)、块状灰岩层(XV_m层)、礁上层(XV_{hp}层)、生物礁层(XV_{a1}层)、致密层(Z层)和礁下层(XV_{a2}层)。徐文礼等(2012)结合岩心观察和室内薄片鉴定，进一步对研究区卡洛夫—牛津阶沉积相类型进行了识别和划分，认为主要沉积相类型有蒸发台地、局限台地、开阔台地、台地边缘礁滩相(台地边缘浅滩亚相和台地边缘生物礁亚相)、台地前缘缓斜坡相和盆地相(图4)。

5 阿姆河右岸气藏特征

5.1 气藏类型

阿姆河右岸地区的气藏受构造与生物礁的双重控制，按不同的控制因素，可将区内气藏划分为构造

气藏、构造—岩性气藏、岩性气藏三大类(表6)(费怀义等2010)。

很多情况下圈闭与生物礁有一定的关系，在同一个构造上能有若干个圈闭，且每个圈闭内是相同的气水界面，但是不同圈闭是不同的气水界面的。气水界面具有由西向东、由南向北逐渐减低的趋势，例如：麦捷让气藏。阿姆河右岸B区，大型气藏大部分是边水型气藏，具有纯水体，但水体能力相当有限；大多数小气藏是底水型气藏(费怀义等2010)。

5.2 地层矿化度

根据蒋正中(2010)在阿姆河右岸鲍乌坦地区收集的Uzy-1井资料得知，Uzy-1地层水矿化度为0.1232%，地层氯离子(Cl⁻)浓度72729，据此计算出地层水在地下层段(3290m左右)的密度为1.05211g/cm³。

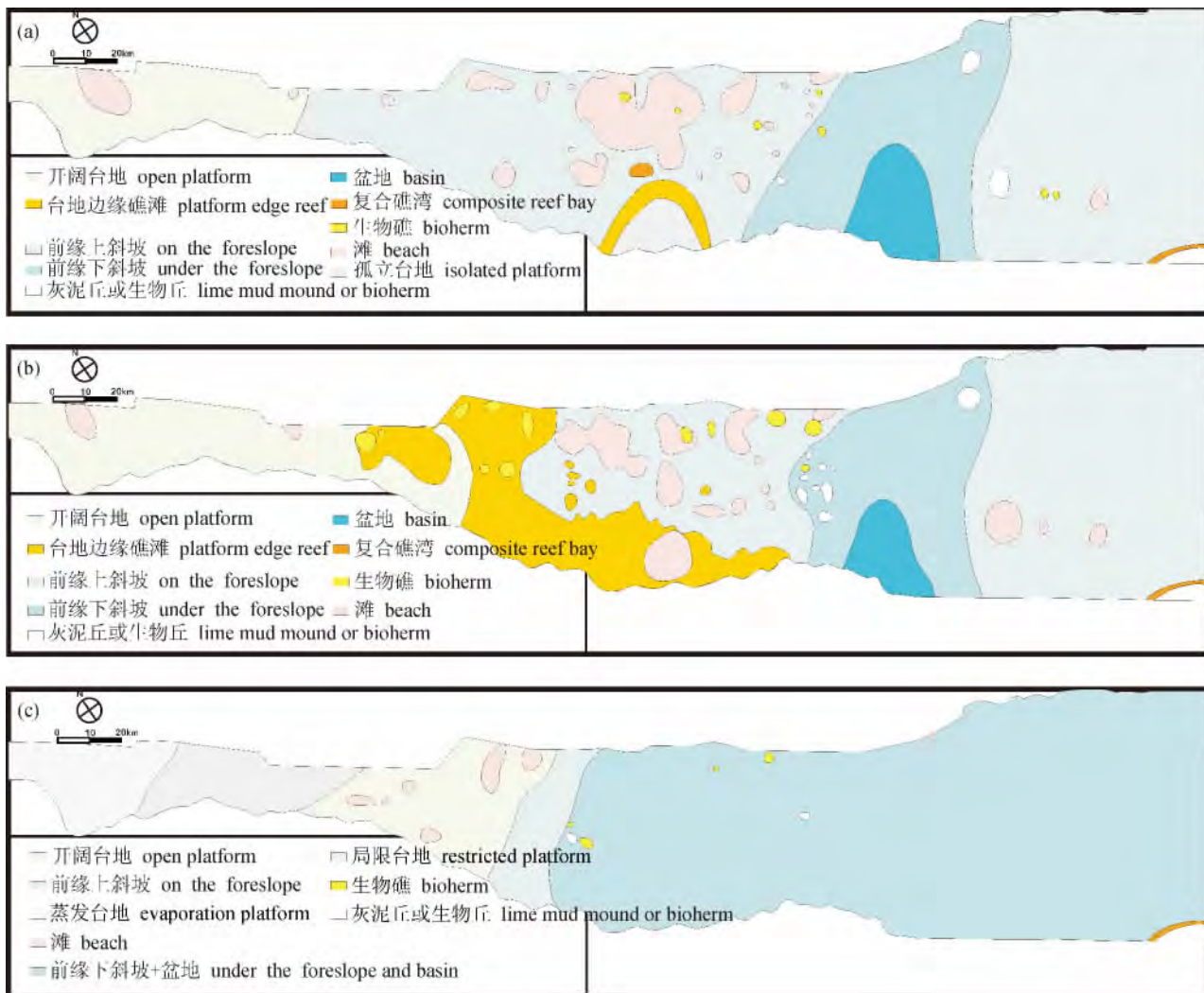


图 4 土库曼斯坦阿姆河盆地卡洛夫—牛津阶沉积相平面展布和演化图 (徐文礼等, 2012)

Fig. 4 Plane distribution and evolution of Callovian—Oxfordian sedimentary facies in the Amu Darya basin, Turkmenistan (after Xu Wenli et al., 2012)

(a) XVI—Z 层沉积相平面展布图; (b) XVa1—XVm 层沉积相平面展布图; (c) XVp—XVac 层沉积相平面展布图
 (a) plane facies distribution during the deposition of XVI—Z section; (b) plane facies distribution during the deposition of XVa1—XVm section; (c) plane facies distribution during the deposition of XVp—XVac section

表 4 土库曼斯坦阿姆河右岸区块圈闭成因归类统计表 (徐剑良等 2010)

Table 4 Statistics of trap genesis classification of the Amu Darya right bank area, Turkmenistan (after Xu Jianliang et al., 2010)

期次 圈闭分类	基底沉积之前	中部石膏沉积之后 至白垩系沉积之前	新构造运动	典型圈闭
第一类	生物礁	圈闭改造定型	圈闭改造定型	萨曼杰佩
第二类	基底古隆起、继承性发展	圈闭改造	圈闭改造定型	别列克特利、桑迪克雷、南桑迪克雷、别希尔
第三类	基底平缓	圈闭改造	圈闭改造定型	基尔桑、乌兹恩古伊、鲍塔、坦格古伊
第四类	基底古隆起、无继承性	圈闭改造	圈闭改造定型	召拉麦尔根、霍贾古尔卢克、谢尔帕
第五类	未形成圈闭	未形成圈闭	形成圈闭	捷列克古伊、阿盖雷

表5 土库曼斯坦阿姆河右岸沉积相特征表(费怀义等 2010)
Table 5 Characteristics of sedimentary facies of the Amu Darya right bank area , Turkmenistan (after Fei Huaiyi et al. , 2010)

相	亚相	微相	岩性描述
碳酸盐岩台地	蒸发台地	潮上坡及蒸发湖	泥质灰岩及硬石膏
	局限台地	潮间坪及泻湖	深灰色粒屑微晶灰岩、白云岩
	开阔海台地	台内生屑、粒屑滩	灰色生屑灰岩、粒屑灰岩
	台地边缘礁	滩间坪 堤礁 潮间滩(坪)	灰色微晶灰岩,含少量生屑 灰色礁灰岩夹亮晶生屑灰岩 深灰色生屑灰岩夹泥质灰岩
台缘前斜坡	上斜坡	礁前斜坡	深灰色粉晶灰岩,含粉晶生屑灰岩
		点礁	灰色粉晶生物(屑)灰岩,含生屑粉晶灰岩
	下斜坡	深水缓坡	灰黑色泥微晶灰岩及泥质灰岩

5.3 压力特征

从压力分布看,研究区气藏压力除Y气田压力系数为0.76~0.80,属于异常低压外,其余气藏压力系数在1.04~1.09,均属于正常压力系统。Y气田的异常低压应该是天然气向北散失引起的(王天娇 2011)。

由于沉积环境的不同,阿姆河右岸区块卡洛夫组—牛津组储层压力存在巨大差异。西部区域为低压—正常压力系统,压力系数为0.94~1.08;东部及东南部区域为异常高压压力系统,压力系数为1.65~1.90。阿姆河右岸地区涅列齐姆、根吉别克和麦捷让等构造的目的层地层压力系数为0.85~1.08,属于低压—常压气藏(严维理等 2010)。

根据在阿姆河右岸鲍乌坦地区Uzy-1井和Tan-2井资料(蒋正中 2010),换算得知在深度为3300m左右时,地层压力为566.9大气压(57.2572MPa或8304.055psi)。

5.4 地温特征

根据在阿姆河右岸鲍乌坦地区Yan-1井、Yan-3井、Bota-4井和Tan-2井资料(蒋正中,2010),在

3289m左右,地层温度大约为122℃,地温梯度大约为3.21℃/100m。

6 阿姆河右岸物性分布

6.1 物性概况

遵循碳酸盐岩储层的特点,阿姆河右岸气田普遍具有物性差异大、非均质性强等特点,尤其是裂缝发育对其的影响,且整体上裂缝发育程度不好,B区的裂缝发

育程度优于A区,受力较强的扬古伊和桑迪克雷等裂缝发育,而受力较弱的别列克特里和萨曼杰佩气田则裂缝相对发育较差。就沉积相而言,据岩心物性资料,堤礁相储层明显优于点礁相储层。据费怀义等(2010)研究可知,就岩心物性资料统计表明A区储层孔隙度最大为24.9%,最小0.2%,其平均孔隙度10.3%,为中—高孔储层;B区储层孔隙度最大值为11.9%,最小值为1.0%,平均值为5.3%,为低孔储层;对渗透率而言,A区以孔洞性储层为主,有较好的孔渗关系,渗透率也相对较高,最高为3155.3mD,最低渗透率 0.01×10^{-3} mD,而平均渗透率6.87mD,故为中—高渗储层;B区储层孔隙度相对较差,基质渗透率也明显较低,加之裂缝相对发育,储层孔渗关系较差,是属于低渗储层;岩心渗透率最大值为470mD,最小值0.0001mD,平均岩心渗透率0.071mD。

6.2 物性分布特征

根据齐宝权等(2010)A区块萨曼杰佩构造老井资料及试油资料分析,研究区存在气水界面,且气

表6 土库曼斯坦阿姆河右岸地区气藏分类表(费怀义等 2010)

Table 6 Gas reservoir classification of the Amu Darya right bank area , Turkmenistan (after Fei Huaiyi et al. , 2010)

气藏类型	发育层位	气藏特征	典型气藏	备注	
构造气藏	与生物礁有关的气藏	XVac、XVp、XVm或XVhp—XVa2	与堤礁有关,规模较大,气藏底部由于物性的差异,气水界面可能不一致	萨曼杰佩	数量少
	与生物礁无关的气藏	XVhp—XVa2	由构造作用形成,气藏高部位产气、低部位或断层下盘为干层或产水	阿克库姆拉姆	数量少
岩性气藏	与生物礁有关的气藏	XVhp—XVa2	普遍有构造背景,但含气不受构造圈闭控制,气柱高度普遍大于构造闭合度	乌兹古伊	数量多
岩性气藏		XVac、XVp	由于储层局部变好(多与礁滩有关)形成的气藏,规模普通较小	麦捷让	数量少

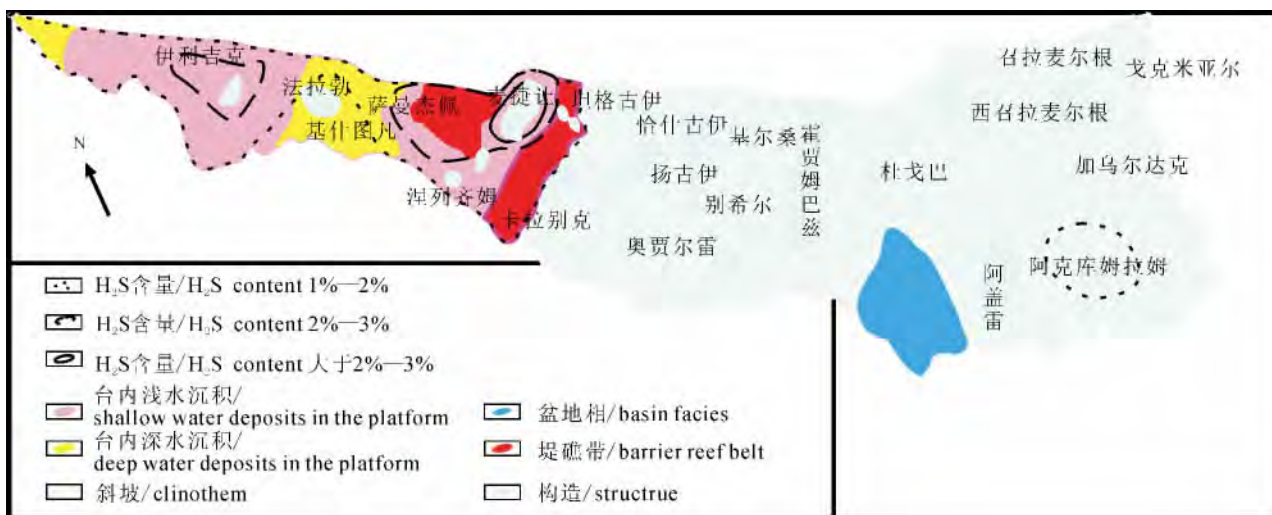


图 5 土库曼斯坦阿姆河右岸区块 H₂S 含量分布图(据邓燕等 2011 修改)

Fig. 5 H₂S content distribution of gas reservoir in the Amu Darya right bank area , Turkmenistan (modified from Deng Yan et al. , 2011)

水界面通常分布于卡洛夫—牛津阶块状生物灰岩下部,但若气水界面在构造高部位,则分布在礁上层石灰岩段上部,该块状生物灰岩孔洞较发育,储层非均

质性较强,横向上因所处构造位置差异和沉积相的变化,其厚度和孔洞的发育程度变化较大,气水界面深度也有相应的起伏变化。B 区块气水界面变化较



图 6 土库曼斯坦阿姆河盆地史发大地震图(据 UNEP et al. 2011 修改)

Fig. 6 The big earthquakes in the Amu Darya basin , Turkmenistan (modified from UNEP et al. , 2011)

表7 土库曼斯坦阿姆河右岸区块内气田 H₂S 含量表
(邓燕等 2011)

Table 7 H₂S content of gas reservoirs in the Amu Darya right bank area ,Turkmenistan (after Deng Yan et al. ,2011)

气田名称	H ₂ S 含量 (%)	气田名称	H ₂ S 含量 (%)
萨曼杰佩	2.9880	扬古伊	0.2670
法拉勃	0.0040	北扬古伊	0.0650
基什图凡	0.2200	阿克库姆拉姆	1.4400
麦捷让	3.9800	雅希尔捷佩	1.8900
伊利吉克	2.9400	恰什古伊	0.1130
坦格古伊	0.0050	别列克特利	0.0100
乌兹恩古伊	0.0900	别希尔	0.0010
鲍塔	0.0025	基尔桑	0.0004

大 不仅各构造不具有统一气水界面 ,且同一构造内具多个气水界面的特征(推断可能断层分隔)。虽

然气水界面变化大 ,气水关系复杂 ,但总体上具有西高东低、北高南低的特征。

郭振华等(2011)指出 ,研究区的实际气水分布特征非常复杂。就整体而言 ,储层普遍存在气水过渡带 ,但是不同构造储层气水过渡带厚度存在差别。如相比于大背斜构造储层 ,披覆构造储层气水过渡带要更厚一些。另外束缚水和吸附气的饱和度大小对储层气水分布起到制约作用。大背斜构造 GW3 井储层存在明显的气水过渡带 ,气水过渡带厚度约 40m ,该段储层平均孔隙度为 15% ,渗透率为 0.1 ~ 1mD。裂缝比热也影响着碳酸盐岩储层的气水分布。

6.3 含硫化氢特征及其分布

阿姆河右岸区域内各气田天然气中 ,H₂S 含量分布呈现出明显的非均质性 ,详见表 7 和图 5。H₂S

表8 层次分析法在酸气回注选址评价中的应用

Table 8 The application of analytic hierarchy process (AHP) to the AGI site selection

评价指标		等级			
		差	中	良	优
1 构造背景	描述	克拉通前陆	内陆裂谷	扩散被动盆地	聚合山间、大洋凹陷
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
2 面积	描述	小	中	大	巨大
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
3 沉积深度	描述	浅 (< 1000m)	中等 (1000 ~ 2000m)	较深 (2000 ~ 3500m)	深 (> 3500m)
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
4 地质特征	描述	大规模的断裂	中度的断裂和破碎	有限的断裂和破碎	几乎没有断裂和破碎
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
5 水文地质特征	描述	浅、短流动系统	中等规模流动系统	较长距离规模流动	区域、长距离规模流动
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
6 地热条件	描述	热盆地	较暖的	温和的	冷盆地
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
7 生烃潜力	描述	较小 几乎无	中等	大	巨大
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
8 成熟度	描述	未开发	开发	发展	成熟
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
9 煤和煤层气	描述	无	深 (> 800m)	较浅 (400 ~ 800m)	浅 (200 ~ 400m)
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
10 盐岩	描述	无	穹顶	成床	大量发育的盐床
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
11 陆地/近海区	描述	深近海区	浅近海区	陆地	陆地
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
12 气候	描述	极地、亚极地	沙漠	热带	温带
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
13 易接近性	描述	不能接近	难	合适	易
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
14 基础设施	描述	无	较少	中等	大规模
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8
15 H ₂ S/CO ₂ 源	描述	无	少	中等	多
	分值	0.2	0.4	0.6	0.8

含量呈现“西高东低中微含”的分布特征,西北部气藏是中高含硫化氢的气藏,中部和东南部气藏是低—微含硫化氢的气藏。 H_2S 的地质成因主要有含硫有机质的裂解、细菌硫酸盐还原作用和硫酸盐热化学还原反应等。 H_2S 分布主要受高伽马泥岩分布、断裂和沉积相变化的影响(邓燕等,2011)。

7 阿姆河右岸史发地震特征

根据联合国环境规划署(UNEP)、全球资源信息数据库(GRID Arendal)和Zoi环境网络倡议编写的报告,阿姆河盆地是一个灾害易发生区域,其中包括地震灾害。图6中标注了发生过的重大地震和强地震等灾害风险地区:Ashgabat、Tashkent、Afghanistan的部分区域和Tajikistan。查阅USGS公布的世界地震历史资料知,1907年Qaratog地震震级是8.0M、1911年的Sarez地震震级是7.4M、1948年Ashgabat地震震级是7.3M、1949年Khait地震震级是7.5M和2008年Kyrgyzstan地震震级是6.6M(UNEP et al., 2011)。

图7进一步展示了来自USGS数据库,阿姆河右岸研究区从1975年1月1日到2012年9月15日曾经发生过的历史地震。在研究区的西北角和阿姆河下游东面曾经发生过震级在4~5之间的地震,基于安全考虑,所选回注场地应避免这些已发生地震的区域(由于资料有限,地震所产生的原因尚需进一步研究分析)。

8 基于层次分析法的阿姆河盆地选址评价初探

盆地级选址评价初探,基于上述酸气回注地质因素分析,选用层次分析法(刘桂臻等,2014)对选出指标进行层次权重决策的分析。基于实际情况和借鉴二氧化碳地质封存选址指标体系,酸气回注推荐选用指标有构造背景、面积、沉积深度、地质特征、水文地质特征、地热条件、生烃潜力、成熟度、煤和煤层气、盐岩、陆地/近海区、气候、易接近性、基础设施和 H_2S/CO_2 源,其中易接近性、基础设施和 H_2S/CO_2 源主要体现酸气回注与二氧化碳地质封存场地选址的不同之处。

首先,根据调研资料,结合经验判断出各个指标之间的相对重要程度,然后对其进行归一化,得到各个指标的权重,关于权重的赋值和计算过程可以参见文献(刘桂臻等,2014)。再则,给出每个级别的各指标的等级分值,即构造背景和面积由调研阿姆

河盆地是世界上最著名的富油气大型沉积盆地之一,估算分值;沉积深度由剖面图可知最大沉积厚度7~8km;地质特征根据上文总结可得;水文地质特征根据经验估算分值;地热条件据上文可得;生烃潜力据资料可知,是富油气大型沉积盆地;成熟度据调研可知是成熟;煤和煤层气调研无相关资料,默认为无煤和煤层气;盐岩据调研知有巨厚盐膏盐层;陆地/近海区调研可知为陆地;气候据调研可知,地处亚洲大陆炎热、干旱中心地带,大部分国土面积被沙漠覆盖,为典型的温带大陆性气候,是世界上最干旱的地区之一;易接近性据经验可知;基础设施是大规模; H_2S/CO_2 源多;具体见表8。然后,根据隶属度矩阵算出各隶属度。最后,由对比矩阵综合算出4个等级(差、中、良和优)的结果分别是0.0159、0.1395、0.2436和0.6010。计算结果显示为优。据此可知,本区是适合酸气回注的,下节讨论具体封存场地。

9 研究区场地级封存优势带预测初探

基于上述层次分析法对阿姆河右岸酸气回注盆地的盆地级适应性的良好评估,笔者对阿姆河右岸研究区,更为详细地开展了酸性气体封存优选场地研究。通过系统分析,为封存靶区的储盖层优选做了进一步分析。

9.1 纵向上封存盖层组合分析

根据前述资料分析可知,白垩系的阿尔布阶下部的泥页岩层分布广泛,分布连续,仅局部夹砂岩层,厚度在290~400m之间;阿普特阶储集层的岩性有灰岩、砂岩、泥岩、粉砂岩和硬石膏互层,在此选择白垩系的阿尔布阶为区域性盖层。上侏罗系基末利—提塘阶是巨厚层盐膏盐层,厚度为750~1000m,考虑酸气与地层的长期缓慢地球化学过程,从保守角度来考虑,其做区域性盖层稍差,可作为良好的局部盖层。此盐膏盐层是巨厚的,且下面气藏是带酸性 H_2S 的,根据自然类比,它既然能封存气藏形成圈闭,作为酸性气体的封存盖层也是可靠的。同时,除了这两个主要的盖层外,还有下白垩系巴蕾姆阶的泥岩、上白垩系土仑阶的泥岩和下第三系上部泥页岩都是局部盖层(图2)。

9.2 封存储层靶区分析

综合上面资料,通过层次分析法仅知道该盆地是适宜作为酸气封存场地,但是没有指名具体封存靶区。根据前人资料,本文推荐埋深在800~3500m之间,厚度大于800m。基尔桑、恰什古伊、别皮气

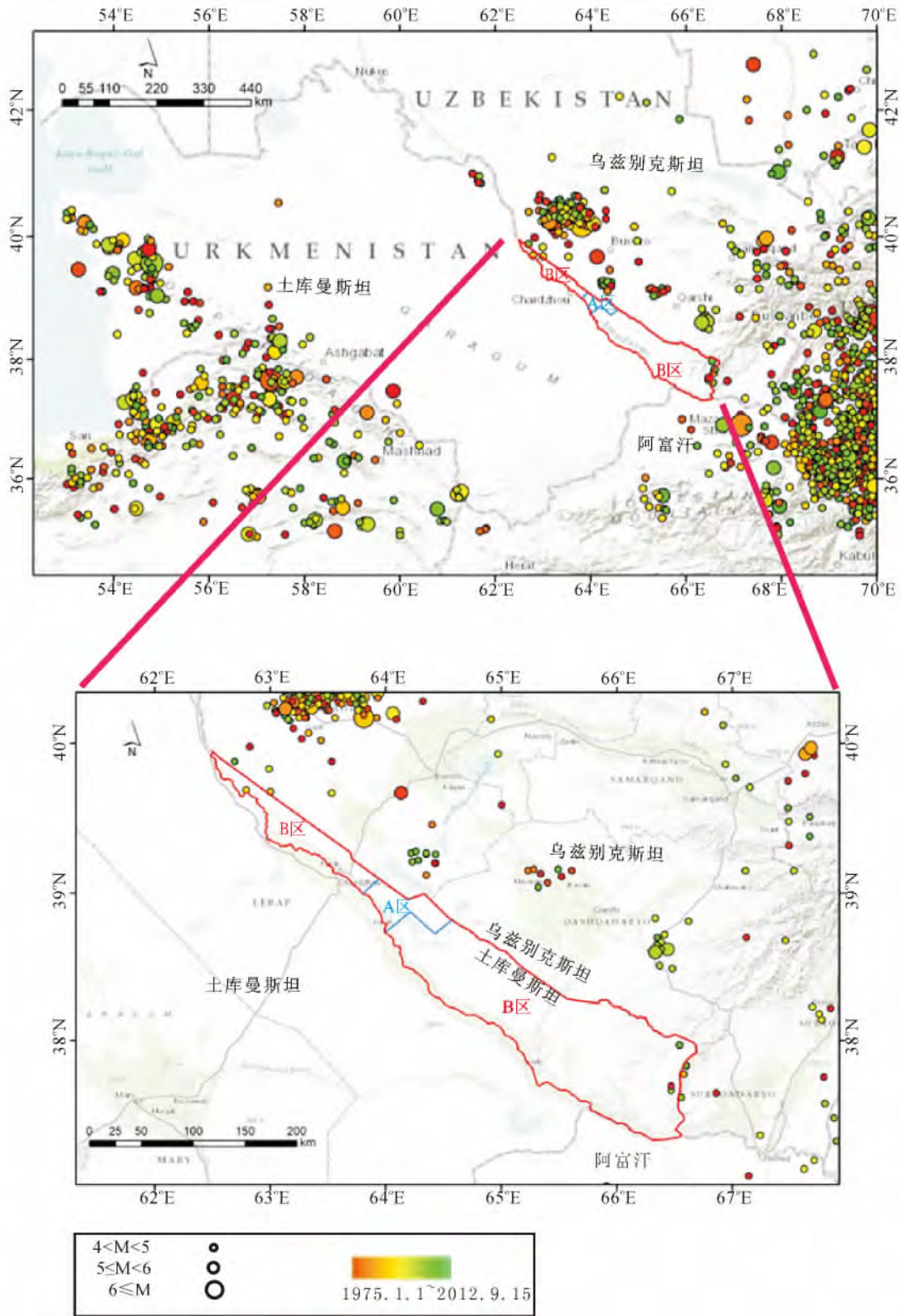


图7 土库曼斯坦阿姆河盆地区域震级4 以上的历史地震分布

[数据来源:USGS^①,作图:GeoTaos(雷兴林等 2013)]

Fig. 7 Distribution of historical earthquakes above magnitude 4 in the Amu Darya basin , Turkmenistan [Data from USGS^① ,figure produced by GeoTaos (Lei Xinglin et al. ,2013)]

田(别列克特利和皮尔古伊)、桑迪克雷、奥贾尔雷均在走滑断裂、断层多的区域上,故最好排除。由沉积相分布图来看,最好选择伊利吉克、萨曼杰佩、麦捷让、涅列齐姆这片台内浅水沉积。其中已知萨曼杰佩气田:1986年投入开发,1993年停产,孔隙度的分布范围为0.2%~24.2%,平均值为9.8%,渗透率的分布范围为0.01~3155.3mD,平均值为54.0mD(董霞等,2010)。麦捷让气田是1968年在构造穹窿部位钻探发现的气田,层状灰岩段岩性主要为灰色、浅灰色灰岩、白云质灰岩。块状灰岩段主要发育各类颗粒灰岩,溶孔、溶洞较为发育。层状灰岩段储层孔隙度3%~7%,相对较为致密,为低孔储层。块状灰岩段储层孔隙度5%~11%,主要为中孔储层,孔隙度变化均匀(李洪玺等,2010)。西部区域为低压,正常压力系统,压力系数为0.94~1.08,涅列齐姆、根吉别克和麦捷让等构造的目的层(图3)地层压力系数为0.85~1.08,地温梯度一般在3.21℃/100m,推荐为优选区域。

10 结论

本文参考二氧化碳封存选址原则,提出运用酸气回注的地质工程学方法,对阿姆河右岸酸气回注封存场地进行适应性评价,选择酸气封存选址的指标,包括研究区地质构造稳定性、地震和断裂发育情况、地层压力、地温、储层孔隙度和渗透率、盖层封闭性等;同时根据区域实际地质情况,对每个指标进行权重赋值,运用层次分析法来进行盆地级评价;而且参考利用沉积微相和更细的储层物性资料,进行了更细级别的封存场地优势带分析。

根据本文研究,建议除去政府规划的农业区用地和对废弃井进行封固处理(严维理等,2010;王勇等,2010),优先选取萨曼杰佩和麦捷让附近的卡洛夫—牛津阶的水体层作为储层,其中水体的准确位置和深度需要进一步研究确定。

目前,从定性分析到定量分析还需更进一步的工作;同时根据酸气回注实际工程的展开,进一步针对性地完善预测指标。这些都需要在下一步的研究中继续。

致谢:正是审稿人严谨和富有建设性的建议,本文才得以极大地完善和提高。感谢CPE西南分公司的杜磊博士和加拿大GLE公司J. J. Carroll博士在酸气回注工程方面给与的建议和帮助!

注 释 / Note

① USGS. 2014. The National Geologic Map. [2013-12-01] <http://ngmdb.usgs.gov>.

参 考 文 献 / References

- 谌哲,赵兴元,李衡,罗叶. 2011. 酸气回注技术的发展与现状. 石油与天然气化工, 40(06):610~613.
- 邓燕,王强,程绪彬,吴蕾,赵长城,陈仁金. 2011. 阿姆河右岸区块碳酸盐岩气藏H₂S成因与分布规律. 天然气工业, 31(4):21~23.
- 董霞,郑荣才,吴蕾,陈仁金,杨锐,李凤杰. 2010. 土库曼斯坦萨曼杰佩气田储层成岩作用与孔隙演化. 岩性油气藏, 22(2):51~61.
- 费怀义,徐刚,王强,陈仁金,徐剑良. 2010. 阿姆河右岸区块气藏特征. 地质勘探, 30(5):13~17.
- 郭振华,李光辉,吴蕾,李序仁,韩桂芹,姜英辉. 2011. 碳酸盐岩储层孔隙结构评价方法——以土库曼斯坦阿姆河右岸气田为例. 石油学报, 32(3):459~465.
- 蒋正中. 2010. 储层精细描述技术在土库曼斯坦碳酸盐岩中的应用. 导师:王彦春. 中国地质大学(北京)硕士学位论文.
- 科学技术部社会发展科技司,中国21世纪议程管理中心. 2011. 中国碳捕集、利用与封存(CCUS)技术发展路线图研究. 北京:科学出版社.
- 雷兴林,马胜利,苏金蓉,王小龙. 2013. 汶川地震后中下地壳及上地幔的粘弹性效应引起的应力变化与芦山地震的发生机制. 地震地质, 35(2):411~421.
- 刘桂臻,李琦. 2014. 气候变化背景下二氧化碳地质封存的盆地级选址评价方法. 气候变化研究快报, 3(1):13~19.
- 李洪玺,程绪彬,刘合年,吴蕾,补成中. 2010. 麦捷让气田古构造对油气成藏的控制作用. 西南石油大学学报(自然科学版), 32(4):44~49.
- 刘永茜,汤晓勇,宋代诗雨,秦璇. 2012. 酸气回注工艺技术. 试验研究, 31(10):43~44.
- 刘学浩,李琦,杜磊,李小春. 2012. 高含硫气田酸气回注与硫回收经济性对比. 天然气技术与经济, 6(4):55~59.
- 齐宝权,冉志兵,王学琴,苏孝勇. 2010. 阿姆河右岸区块石灰岩储层识别及流体性质判断. 地质勘探, 30(5):21~25.
- 孙林. 2010. 土库曼斯坦阿姆河右岸三维勘探区侏罗系盐下礁体识别及目标选择. 导师:邓宏文. 中国地质大学(北京)博士学位论文.
- 王强,程绪彬,费怀义,吴蕾,陈仁金. 2012. 阿姆河右岸A区气藏成藏过程分析. 天然气勘探与开发, 35(2):1~4.
- 王寿喜,Carroll J J,汤林. 2010. 酸气回注的井筒流动模型和相态分布. 天然气工业, 30(3):95~100.
- 王寿喜,汤林,Carroll J J. 2013. 酸气回注技术发展现状及其在中国的应用前景. 天然气工业, 33(1):105~111.
- 王天娇. 2011. 阿姆河右岸区块碳酸盐岩裂缝性储层评价方法研究. 导师:杨友运. 西安石油大学/硕士学位论文.
- 王勇,叶林祥,罗良仪. 2010. 土库曼阿姆河右岸区块和南约洛坦地质特点井控风险及对策. 钻采工艺, 30(增):1~11.
- 魏昌林. 2002. 土库曼斯坦卡拉库姆调水工程. 世界农业, 274:28~29.
- 徐剑良,程绪彬,吴蕾,费怀义,邓常念. 2010. 阿姆河右岸区块构造演化与成藏条件. 天然气工业, 30(5):18~20.
- 徐文礼,郑荣才,费怀义,孙自金,王强. 2012. 土库曼斯坦阿姆河盆地卡洛夫—牛津阶沉积相特征. 中国地质, 39(4):954~964.
- 严维理,江鸿,吴先忠,徐刚,陈仁金. 2010. 阿姆河右岸区块地质特征与钻井设计. 钻井工程, 30(5):73~76.
- 赵灿. 2011. 阿姆河盆地卡洛夫—牛津阶碳酸盐岩储层成因及地球

- 化学特征. 导师:郑荣才. 成都理工大学/硕士学位论文.
中国21世纪议程管理中心,中国地质调查局水文地质环境地质调查中心. 2012. 中国二氧化碳地质封存选址指南研究. 北京:地质出版社.
- Bachu S, Gunter W D. 2005. Overview of acid-gas injection operations in Western Canada. In: Rubin E S, Keith D W, Gilboy C F, Wilson M, Morris T, Gale J, Thambimuthu K. Eds. Greenhouse Gas Control Technologies 7. Oxford: Elsevier Science Ltd. ,443 ~ 448.
- Carroll J J. 2010. Acid Gas Injection and Carbon Dioxide Sequestration. Salem, Massachusetts, USA: Wiley-Scrivener, 14 ~ 19.
- Li Qi, Li Xiaochun, Wei Ning, Fang Zhiming. 2011. Possibilities and potentials of geological co-storage CO₂ and SO₂ in China. Energy Procedia, 4: 6015 ~ 6020.
- Li Qi, Li Xiaochun, Du Lei, Liu Guizhen, Liu Xuehao, Wei Ning. 2012. Potential sites and early opportunities of acid gas re-injection in China. In: Wu Y, Carroll J J, Zhu W. eds. Sour Gas and Related Technologies. New York: Wiley, 131 ~ 140.
- Li Qi, Liu Guizhen, Liu Xuehao. 2014a. Development of management information system of global acid gas injection projects. In: Wu Y, Carroll J C, Li Q. eds. Gas Injection for Disposal and Enhanced Recovery. New York: Wiley, 243 ~ 254.
- Li Qi, Liu Xuehao, Du Lei, Bai Bing, Fang Zhiming, Jing Miao, Li Xiaochun. 2013. Economics of acid gas reinjection with comparison to sulfur recovery in China. Energy Procedia, 37: 2505 ~ 2510.
- Li Qi, Liu Xuehao, Du Lei, Li Xiaying. 2014b. Review of mechanical properties related problems for acid gas injection. In: Wu Y, Carroll J C, Li Q. eds. Gas Injection for Disposal and Enhanced Recovery. New York: Wiley, 275 ~ 292.
- Trivedi J J, Babadagli T, Lavoie R G, Nimchuk D. 2007. Acid gas sequestration during tertiary oil recovery: Optimal injection strategies and importance of operational parameters. Journal of Canadian Petroleum Technology, 46(3): 60 ~ 68.
- UNEP, GRID Arendal, Zoi Environment Network. 2011. Environment and security in the Amu Darya basin. Nairobi, Kenya: UNEP 68 ~ 70.

Acid Gas Injection: A Suitability Evaluation for Sequestration Site in Amu Darya Basin, Turkmenistan

LI Qi, KUANG Dongqin, LIU Guizhen, LIU Xuehao

*State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering, Institute of Rock and Soil Mechanics
(IRSM), Chinese Academy of Sciences, Wuhan, 430071*

Abstract: Acid gas injection (AGI) is not only one of carbon abatement technologies, but also one of the green technologies conducive to environmental protection because it can alleviate the sulfur supply and demand to some extent, and it can also reduce the potential frequency of acid rain. Therefore, AGI is increasingly affected by global concern. The Amu Darya right bank block in Turkmenistan is one of important sources of Chinese overseas natural gas exploitation. During the international development of this natural gas block, the adverse factors are taken into account according to uncertainty and volatility of the sulfur market and transportation, etc. It is found that acid gas injection is worthy of study and deep analysis with comparison to conventional sulfur recovery process technology. Limited to its special geopolitical and environmental characteristics, sequestration site selection of acid gas injection is particularly important in Central Asia. By reference to the selection principles of carbon dioxide sequestration site, a geoenvironmental method is proposed for acid gas injection, and the suitability evaluation of the Amu Darya right bank area is investigated for the potential sequestration of acid gases. Firstly, the suitability indicators are selected for sequestration site of acid gases, which include stability of geological structure of study area, earthquakes and faults, formation pressure, temperature, porosity and permeability of the reservoir, caprock, etc. Then, the indicators are assigned proper weighted coefficients according to the actual geological conditions of study area, and analytic hierarchy process (AHP) are used to conduct a basin level evaluation of sequestration suitability. Finally, according to micro facies of sedimentary environments and more detailed information of reservoir properties, a further analysis is carried out to seek a target zone of potential sequestration sites. It also points out the future work direction.

Key words: Amu Darya right bank, Turkmenistan; acid gas injection; site selection; suitability evaluation; natural gas exploration; energy security; geoenvironmental