

doi:10.3799/dqkx.2015.138

# 库车坳陷迪北地区下侏罗统天然气富集机制

李峰<sup>1,2</sup>, 姜振学<sup>1,2\*</sup>, 李卓<sup>1,2</sup>, 王喜捍<sup>3</sup>, 杜忠明<sup>4</sup>, 罗泉<sup>1,2</sup>, 信石印<sup>5</sup>

1. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
2. 中国石油大学非常规天然气研究院, 北京 102249
3. 中国石油大港油田滩海开发公司, 天津 300280
4. 中海石油有限公司深圳分公司, 广东广州 510240
5. 中海石油有限公司北京研究中心, 北京 100027

**摘要:** 库车坳陷迪北地区下侏罗统致密砂岩气藏广泛发育, 对其富集机制的研究具有重要意义。通过岩心和薄片观察、激光共聚焦扫描、排替压力测试、包裹体岩相学观察、显微测温等方法, 探讨了迪北地区下侏罗统天然气富集机制。研究表明: (1) 迪北地区气源条件优越, 天然气快速充注; (2) 迪北地区裂缝—孔隙型储层广泛发育, 储集性能优越; (3) 迪北地区上覆多套厚层泥岩和膏泥岩盖层, 天然气保存条件好; (4) 迪北地区断裂—砂体复合输导体系发育, 天然气高效捕获成藏; (5) 迪北地区具有“早油晚气”的油气充注特征, 天然气在库车期到现今(5~0 Ma)大量充注, 储层在前康村期(约8 Ma)致密化, 即储层致密化时间早于天然气大量充注时间。因此, 在构造活动控制下, 天然气聚集成藏经历了中新世早中期原油充注、上新世以来致密深盆气藏叠加和西域期以来的致密气藏调整改造再富集3个阶段。对迪北地区天然气富集机制的研究, 有利于进一步寻找有利区, 指导致密砂岩气勘探。

**关键词:** 富集机制; 天然气; 下侏罗统; 迪北地区; 库车坳陷; 石油地质。

**中图分类号:** P618.13      **文章编号:** 1000-2383(2015)09-1538-11      **收稿日期:** 2015-03-18

## Enriched Mechanism of Natural Gas of Lower Jurassic in Dibei Area, Kuqa Depression

Li Feng<sup>1,2</sup>, Jiang Zhenxue<sup>1,2\*</sup>, Li Zhuo<sup>1,2</sup>, Wang Xihan<sup>3</sup>, Du Zhongming<sup>4</sup>, Luo Xiao<sup>1,2</sup>, Xin Shiyin<sup>5</sup>

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. Unconventional Natural Gas Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
3. The Shallow Water Development Company, Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin 300280, China
4. China National Offshore Oil Corporation Limited-Shenzhen, Guangzhou 510240, China
5. Research Institute of China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100027, China

**Abstract:** Tight sandstone gas of the Lower Jurassic is widely developed in Dibei area in the Kuqa depression. Therefore, the research of its enriched mechanism is of great significance. The data of the cores, rock slice, laser confocal scanning, displacement pressure, fluid inclusion petrological observation and microthermometric analysis are utilized to explore the enriched mechanism of the natural gas. Results show that: (1) the gas-source condition of Dibei area is superior and natural gas charged in short time; (2) fracture-pore type reservoir is widely developed and reservoir property is superior; (3) several thick mudstones and gypsum mantles cover the natural gas reservoirs and the conservation condition of the natural gas is superior; (4) composite fault-sand body pathway system is well developed and the natural gas accumulated with high-efficiency; (5) Dibei area is characterized by “early-stage accumulation of oil and late-stage accumulation of gas”. The natural gas charged in the period of Kuqa age (5—0 Ma) and reservoir desiccated in the period of early Kangcun period (8 Ma), which means that the period of

**基金项目:** 国家重点基础发展研究计划(973计划)项目(No. 2011CB201105); 国家油气重大专项项目(Nos. 2011ZX05003-001, 2011ZX05008-004); 国家自然科学基金项目(No. 40972088)。

**作者简介:** 李峰(1985—), 男, 博士研究生, 主要从事油气成藏机理研究。E-mail: lf151615@163.com

**\* 通讯作者:** 姜振学, E-mail: jiangzx@cup.edu.cn

**引用格式:** 李峰, 姜振学, 李卓, 等, 2015. 库车坳陷迪北地区下侏罗统天然气富集机制. 地球科学——中国地质大学学报, 40(9): 1538—1548.

reservoir desiccation was earlier than the period of bulk natural gas charging. Controlled by tectonic movement, the accumulating processes of the natural gas are separated into three phases: charged with oil at the early-middle periods of the Miocene; charged with the superposition of deep basin gas reservoir in Pliocene; charged with adjustment, modification and re-enrichment in Xiyu period. The study of enriched mechanism of the natural gas in Dibe area can facilitate the exploration for potential tight sandstone gas.

**Key words:** enriched mechanism; natural gas; Lower Jurassic; Dibe area; Kuqa depression; petroleum geology.

致密砂岩气是赋存在孔隙度小于 10%、覆压基质渗透率小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的致密储层中的非常规天然气资源,具有广阔的开采前景(国家能源局, 2011). 美国近年来致密砂岩气产量已占天然气总产量的近三分之一,中国致密砂岩气发展迅速,2013 年致密气产量已达  $340 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 约占天然气总产量的 28%,其已成为目前最现实的非常规天然气资源. 致密砂岩气的称谓具有明显的时代特点, Masters (1979) 最早提出了深盆地气藏的概念,之后国内外学者又分别提出了“致密砂岩气藏”、“倒装型向斜气藏”、“盆地中心气藏”、“连续型气藏”、“根缘气”等概念(戴金星, 1983; Law, 2002; 张金川等, 2003; 邹才能等, 2009). 诸多学者针对致密砂岩气的成因类型和成藏机制开展了研究,目前关于成因类型研究比较突出的成果是充分考虑储层致密期与油气充注期之间的动态关系,将致密砂岩气藏分为“先致密后成藏型”致密深盆地气藏、“先成藏后致密型”致密常规气藏和致密复合气藏(姜振学等, 2006; 庞雄奇等, 2013).

库车坳陷致密砂岩气资源丰富,近年来,迪北地区下侏罗统致密砂岩气勘探取得了较大突破(林潼等, 2014). 迪西 1 井在下侏罗统阿合组和阳霞组呈现了良好的油气显示,对 4 708.00~4 811.38 m 井段测试,已获日产  $589\,861 \text{ m}^3$  天然气和  $69.6 \text{ m}^3$  油的高产工业油气流,同时迪北 101 井、迪北 102 井和迪北 104 井也都取得了工业油气流. 迪北地区的突破也进一步证实了库车坳陷属于一个富气坳陷,勘探潜力巨大. 前人针对迪北气藏的成藏特征、成因类型、成藏模式等开展了一些研究(高岗等, 2002; 刘玉魁等, 2004; 邢恩袁等, 2011; 李卓等, 2013; 李峰等, 2014; 林潼等, 2014),发现库车坳陷东部侏罗系具有形成大面积致密砂岩气藏的地质条件,并具有源储紧贴、持续强充注、压力异常、气水关系复杂和晚期调整的致密砂岩气藏特征,同时储层致密期晚于天然气充注期,其成因类型为“致密深盆地气藏”,总体上具有早期发育大规模深盆地气藏和晚期遭受调整改造的成藏模式. 但是,库车坳陷侏罗系仍有诸多地质问题尚未解决,例如迪北气藏气柱高度(256 m)大于圈闭幅度

(100 m)、构造高部位的依深 4 井高位出水、阿合组连续砂体中出现气水倒置现象等;同时,多期构造运动导致储层致密化过程与油气充注历史关系复杂,天然气富集机制尚不明确. 因此,有必要从迪北地区整体角度出发,深入地探讨天然气富集机制和成藏过程.

## 1 地质概况

库车坳陷是在晚二叠世之前的古生代褶皱基底上历经晚二叠世—三叠纪的前陆盆地、侏罗纪—古近纪的伸展坳陷盆地和新近纪—第四纪再生前陆盆地的演化而形成(何登发等, 2009). 迪北地区位于库车坳陷克拉苏—依奇克里克构造带东部(图 1),研究区构造变形强烈,逆冲断裂较为发育(高岗等, 2002). 控制迪北地区断裂的为一条北倾的逆冲断层,近 EW 走向,自三叠系断至古近系,对迪北地区构造的发育与形成具有重要影响.

迪北地区发育地层以中新界为主,主要含气层段位于下侏罗统阿合组和阳霞组,下侏罗统主要为高水位背景下的辫状河三角洲沉积(杨帆等, 2002),其中阿合组主要为辫状河三角洲平原水下分流河道、辫状河三角洲前缘水下分流河道、河口坝和支流间湾沉积,阳霞组主要为滨浅湖、沼泽化滨浅湖—湖沼夹辫状河三角洲前缘沉积. 烃源岩包括三叠系黄山街组、侏罗系恰克马克组湖相烃源岩和三叠系塔里奇克组、侏罗系克孜勒努尔组—阳霞组煤系烃源岩,总体上具有分布广、厚度大和有机质丰度高的特征,长期浅埋、短期深埋的埋藏历史使得烃源岩晚期快速成熟,以生气为主(赵孟军和张宝民, 2002). 迪北地区储层主要为下侏罗统阿合组,次为阳霞组,粒度较粗;储层总体较为致密,非均质性强,裂缝非常发育. 侏罗系厚层泥岩和吉迪克组巨厚膏泥岩为良好的盖层,有利于天然气保存.

## 2 样品与实验

样品主要采自迪北地区依南 2 井、依南 4 井、依

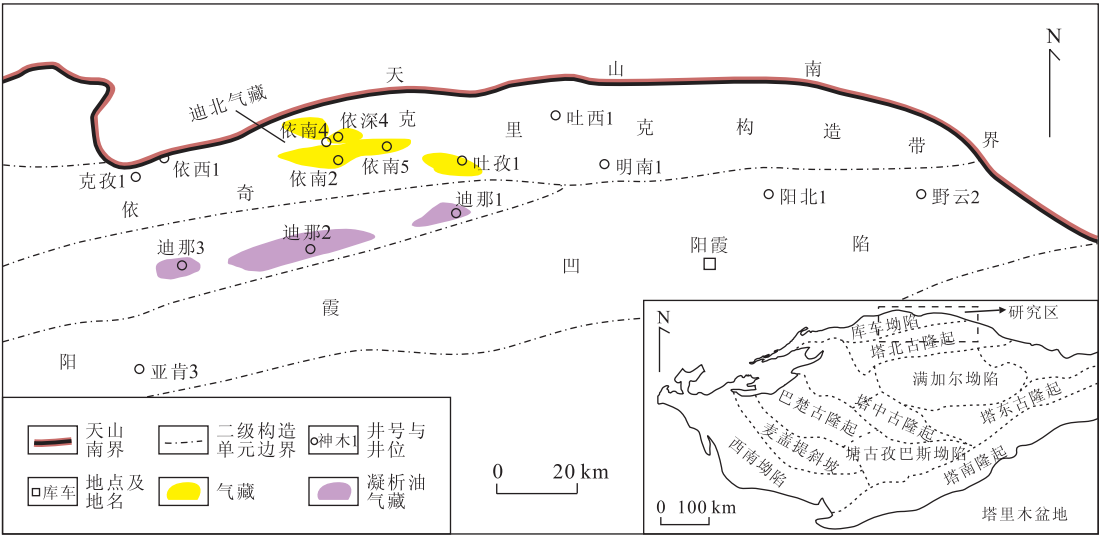


图 1 库车坳陷迪北地区区域位置

Fig. 1 Location of Dibe area in the Kuqa depression

深 4 井和依南 5 井的下侏罗统砂岩储层。

激光共聚焦扫描显微镜分析技术是一项新的光学显微测试方法,集显微技术、高速激光扫描和图像处理技术为一体,具有放大倍数高、清晰度和分辨率高、样品制备简单等优点,可获得岩石孔隙结构的图像以及二维、三维量化指标(孙先达等,2005)。

排替压力实验分析可评价盖层微观封闭性能,先对岩心进行了切割、端面处理,然后对岩心进行饱和煤油处理,同一样品分两次饱和煤油后用恒压空气进行突破压力测量,利用两组突破压力和突破时间数据,可得到气体排驱岩石样品孔隙中煤油的排替压力,排替压力越大,盖层的封闭能力越强(付广等,1995)。

包裹体岩相学观察采用 ZEISS Imager A1m 多功能显微镜,借助单偏光和荧光光谱划分包裹体组合,通过观察包裹体的类型、宿主矿物、形态、产状、荧光颜色、相态、丰度(gains containing oil inclusions)、相互切割关系等初步分析油气充注期次。

包裹体显微测温采用 LINKAM 液氮型冷热台 MDSG 600,选择包裹体组合内的烃类包裹体和与其共生的盐水包裹体,测定其均一化温度( $T_h$ )和冰点温度( $T_m$ ),根据均一化温度,并结合包裹体岩相学观察结果、埋藏史、热史等明确油气充注期次。

3 讨论

针对库车坳陷迪北地区下侏罗统致密砂岩气藏研究中存在的科学问题,在实验结果分析的基础上,

笔者总结了天然气的富集机制。

3.1 气源条件优越,天然气晚期快速充注

库车坳陷迪北地区发育多套三叠系、侏罗系烃源岩,有机质类型主要为Ⅲ型,属于倾气型烃源岩(梁狄刚等,2002)。烃源岩分布范围广,其中侏罗系烃源岩超覆于三叠系之上,分布面积大于三叠系;烃源岩厚度大,多数地区厚度可达 1 000 m,其中三叠系、侏罗系烃源岩厚度分别为 200~600 m 和 300~700 m;烃源岩有机质丰度(total organic carbon,简称 TOC)较高,生烃潜力大,其中侏罗系烃源岩 TOC 主要分布在 0.4%~37.4%,其中大于 2%的比例可达 56.2%;三叠系烃源岩 TOC 主要分布在 0.4%~10.1%,其中大于 2%的比例可达 47.3%(图 2);烃源岩成熟度较高, $R_o$ 分布在 0.56%~2.26%,其中三叠系烃源岩大多处于高一过成熟阶段,侏罗系烃源岩大多处于成熟—高成熟阶段(王飞宇等,2005),且不同地区烃源岩演化程度差别较大,凹陷中心演化程度大大高于凹陷边

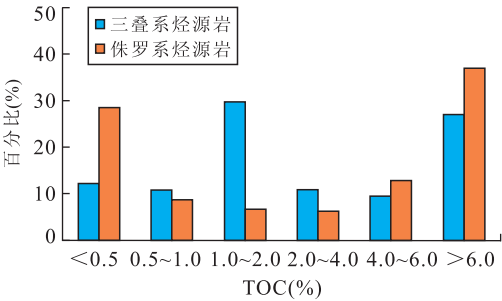


图 2 迪北地区烃源岩有机质丰度分布特征

Fig. 2 Organic matter abundance characteristic of source rocks in Dibe area

缘(朱光有等,2009)。

迪北地区天然气属于湿气,烃类气体占绝对优势,天然气碳同位素总体上较重, $\delta^{13}\text{C}_1$  值分布在 $-30.67\text{‰}\sim-36.9\text{‰}$ (PDB 标准,下同), $\delta^{13}\text{C}_2$  值分布在 $-19.40\text{‰}\sim-27.56\text{‰}$ , $\delta^{13}\text{C}_3$  值分布在 $-23.07\text{‰}\sim-24.39\text{‰}$ , $\delta^{13}\text{C}_4$  值分布在 $-22.78\text{‰}\sim-25.44\text{‰}$ , $\delta^{13}\text{C}_2$  值均大于 $-28\text{‰}$ ,因此根据判别标准(梁狄刚等,2002),表明迪北气藏天然气属于典型的煤型气,这与侏罗系和三叠系发育煤系烃源岩是相辅相成的,煤系烃源岩生烃潜力大,为研究区致密砂岩气的发育提供了良好的物质基础。

烃源岩演化特征在一定程度上受控于构造演化背景。喜山早期,构造开始活动,此时期沉积发生间断,白垩系顶部遭受剥蚀;古新世以来,构造进入相对稳定期,随埋深增大,三叠系烃源岩进入生烃门限,开始排出原油;康村组沉积中晚期,南天山造山运动加剧,在向南挤压作用下形成一系列推覆构造,此时侏罗系烃源岩也开始进入了生油高峰;库车组沉积至今,喜山晚期运动使深部构造变形加剧(曾联波等,2002),此阶段三叠系、侏罗系烃源岩进入大量排气阶段。从生气强度来看,库车坳陷主体凹陷区三叠系和侏罗系烃源岩生气强度都在 $20\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  以上,凹陷沉降中心区生气强度在 $50\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  以上(朱光有等,2009)。因此,研究区生气强度很大,且烃源岩生气时间较晚,天然气晚期快速充注为迪北地区天然气成藏提供了充足的物质基础。同时,迪北地区烃源岩和储层具有紧密相邻的特征,较高的充注强度可降低有效储层孔隙度的下限,使深层致密砂岩成为优质储层。

3.2 裂缝—孔隙型储层广泛发育,储集性能优越

岩心观察和薄片鉴定结果表明,迪北地区下侏罗统阿合组和阳霞组储层以含砾粗砂岩、粗砂岩和中砂岩为主。储层成分成熟度较低,岩石类型主要为岩屑砂岩,石英含量分布在 $26.50\%\sim54.89\%$ ,长

石含量分布在 $1.93\%\sim35.34\%$ ,岩屑含量分布在 $32.09\%\sim54.75\%$ ,岩屑主要为变质岩屑,胶结物主要为碳酸盐矿物和粘土矿物。储层结构成熟度中等,分选较好,磨圆以次棱—次圆为主,颗粒间以线接触和线—凹凸接触为主,胶结类型主要为接触—孔隙式和压嵌—孔隙式。根据铸体薄片鉴定,迪北地区下侏罗统储层属于裂缝—孔隙型储层,储层基本不发育残余原生孔隙,孔隙类型主要为粒间溶孔、粒内溶孔和微孔隙(图 3)。粒间溶孔是碎屑物间的填隙物或碎屑物边缘被溶蚀形成的孔隙,孔隙边缘形状不规则而呈港湾状;粒内溶孔是长石、碳酸盐碎屑等被不同程度溶蚀后在粒内形成的溶蚀孔隙,形态不规则,分选较差;微孔隙主要是泥质杂基、假杂基被溶蚀或两者蚀变成高岭石之后形成粒间微孔隙(图 4)。激光共聚焦扫描显微镜分析也进一步表明迪北地区下侏罗统储集层孔隙和裂缝较为发育,孔隙连通性较好,孔缝组合较为清晰(图 5)。

岩心观察和薄片鉴定结果表明,迪北地区下侏罗统储层裂缝较为发育,裂缝的类型主要为构造裂缝,其次为成岩裂缝(鞠玮等,2013)。构造裂缝发育具有不均一性,以剪切裂缝为主,大多成组出现,裂缝面上可见擦痕和阶步。构造裂缝走向主要为 NNW-SSE 向和近 NS 向;裂缝倾角较大,以高角度裂缝为主(图 6);裂缝基本未充填,多为有效裂缝;裂缝延伸长度较大,主要分布在 $10\sim40\text{ cm}$ ;裂缝密度较大,阿合组和阳霞组加权裂缝面密度分别分布在 $0.71\sim7.03\text{ m}^{-1}$ 和 $0.60\sim1.57\text{ m}^{-1}$ ;裂缝开度较大,主要分布在 $0\sim1\text{ mm}$ 。同时,迪北地区下侏罗统储层也发育成岩裂缝,沿裂缝可见溶解现象。裂缝可贯通粒间溶孔、粒内溶孔、微孔隙等,进而改善储层的储集性能,尤其是可较大程度地提高储层的渗透率,同时裂缝可以与孔隙形成裂缝—孔隙充注网络,有助于提高油气的充注效率,也是深层致密储层获得高产的主要原因(朱光有等,2009)。

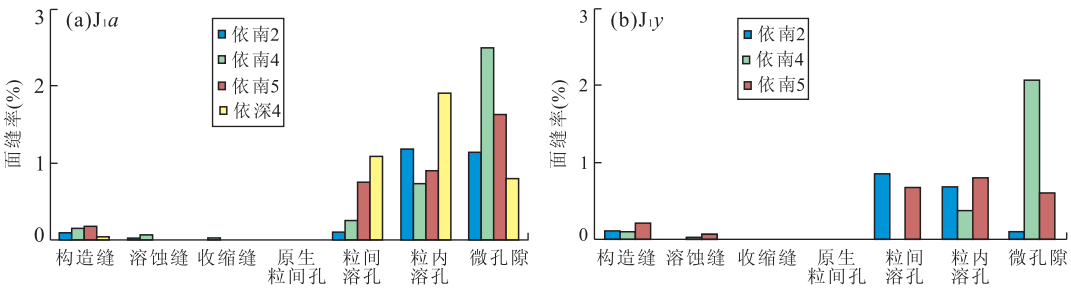


图 3 迪北地区下侏罗统储层储集空间类型  
Fig. 3 Reservoir space types of Lower Jurassic in Dibe area

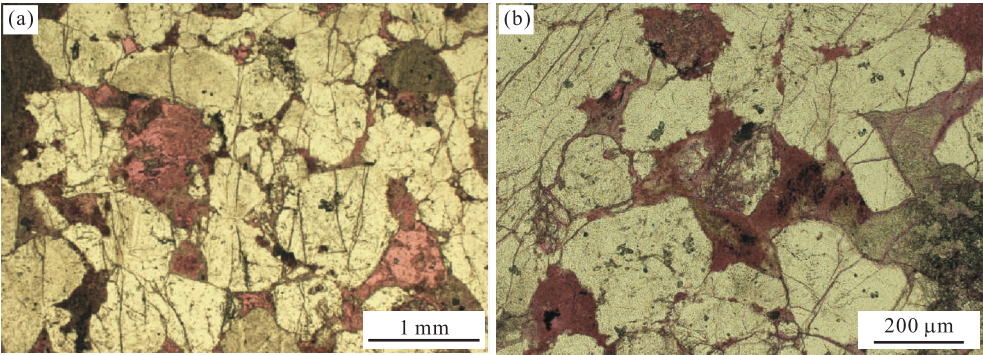


图 4 迪北地区下侏罗统储层的铸体薄片特征

Fig. 4 Cast thin section features of Lower Jurassic reservoir in Dibe area

a. 依南 2,4 545. 10 m, J<sub>1</sub>y, 铸模孔发育, 粒间溶孔、粒内溶孔发育; b. 依南 4,4 379. 25 m, J<sub>1</sub>a, 构造缝及压裂缝发育, 粒内溶孔、微孔隙发育

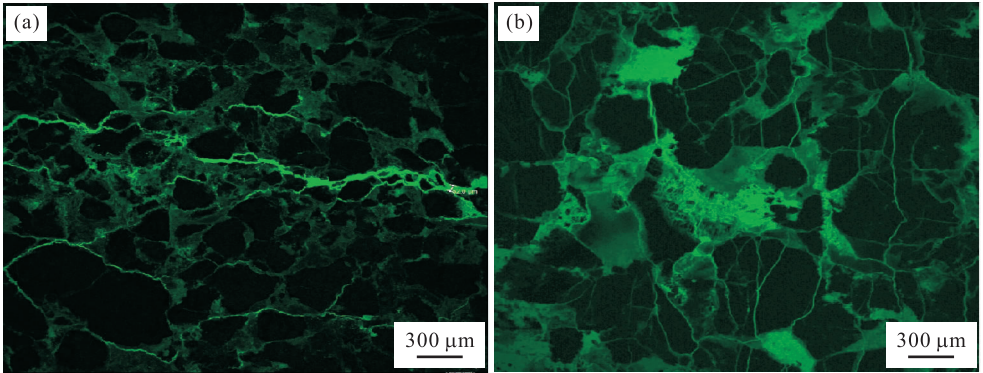


图 5 迪北地区下侏罗统储层的激光共聚焦镜下特征

Fig. 5 Microscopic features of laser confocal scanning of Lower Jurassic reservoir in Dibe area

a. 依南 4,3 887. 4 m, J<sub>1</sub>y; b. 依南 4,4 381. 24 m, J<sub>1</sub>a

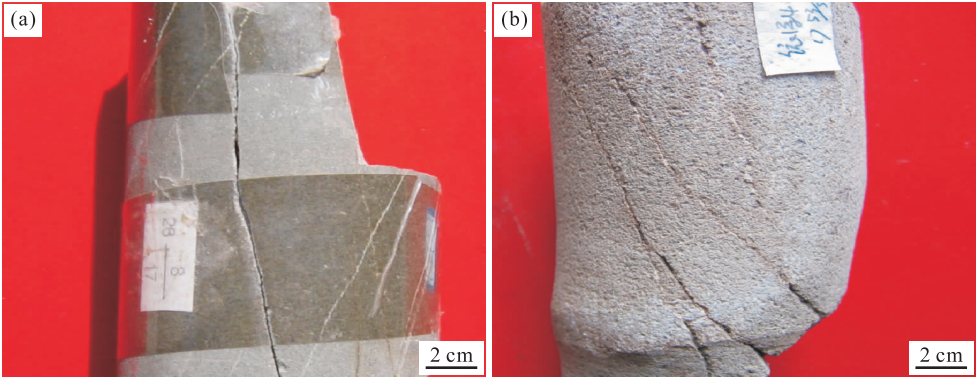


图 6 迪北地区下侏罗统储层裂缝发育特征

Fig. 6 Fracture characteristics of Lower Jurassic reservoir in Dibe area

a. 依南 2 井,4 965. 4 m, J<sub>1</sub>y, 垂直缝; b. 依南 4 井,3 572. 8 m, J<sub>1</sub>y, 高角度缝

迪北地区下侏罗统储层总体上较为致密,但裂缝和溶蚀孔隙的发育可很大程度上改善储集性能. 2 298个砂岩样品的孔隙度和渗透率参数统计结果表明(图 7),孔隙度分布在 1. 19%~15. 63%,其中大多数样品分布在 2%~6%;渗透率分布范围较宽,分布

在  $0. 007 \times 10^{-3} \sim 87. 800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,大多数样品分布在  $0. 010 \times 10^{-3} \sim 0. 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ .

3. 3 上覆厚层泥岩和膏泥岩盖层,天然气保存条件好

迪北地区下侏罗统天然气藏上覆侏罗系泥岩和吉迪克组膏盐岩盖层,天然气藏的保存条件好. 侏罗

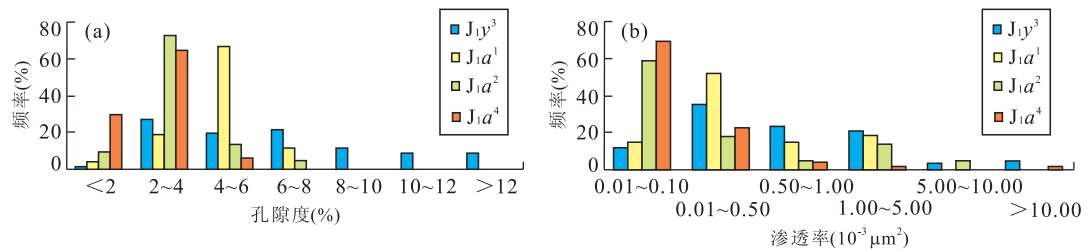


图 7 迪北地区下侏罗统储层物性统计  
Fig. 7 Statistics of Lower Jurassic reservoir property in Dibe area  
a. 孔隙度; b. 渗透率

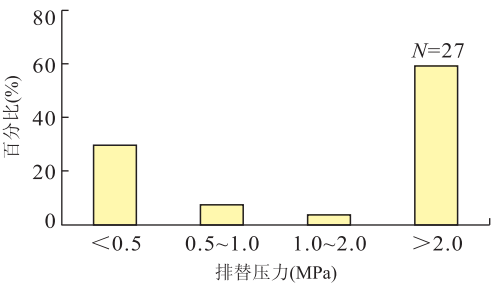


图 8 迪北地区侏罗系泥岩盖层排替压力统计  
Fig. 8 Displacement pressure statistics of mudstone caprocks of Jurassic in Dibe area

系泥岩盖层主要分布在阳霞组、克孜勒努尔组和齐古组,横向分布稳定,且厚度较大,其中依南 2 井泥岩厚达 1 061.0 m,依南 4 井泥岩厚达 1 553.0 m,依南 5 井泥岩厚达 782.5 m.迪北地区侏罗系阳霞组、克孜勒努尔组和齐古组 27 个泥岩样品排替压力测试结果表明(图 8),研究区泥岩排替压力较大,排替压力大于 2 MPa 的比例达到 59.26%,表明侏罗系泥岩封闭性较好,有利于天然气保存.

迪北地区吉迪克组膏泥岩盖层广泛发育,且厚度大,如依南 2 井膏泥岩厚达 1 294 m,依南 5 井膏泥岩厚达 1 502 m.膏泥岩盖层封闭能力很强,主要表现在两个方面:一方面,膏泥岩盖层物性很差,其封闭天然气的能力很强;另一方面,膏泥岩盖层具有较强的塑性,在构造变形中不易产生断裂,有利于盖层保持较强的完整性(卓勤功等,2013).在迪北地区,吉迪克组盖层沉积以后,研究区经历了喜马拉雅期强烈的构造挤压作用,产生了大量的逆冲断层,而膏泥岩层可成为滑脱层,逆冲断层大多终止在这套膏泥层地层中.因此,膏泥岩的塑性可对断层起到较好的封闭作用,能够很好地阻止油气的逸散,天然气的保存条件好.

3.4 断裂—砂体复合输导体系发育,天然气高效捕获成藏

迪北地区成藏地质条件综合研究表明,研究区

输导体系类型主要为断裂—砂体复合输导体系,天然气藏主要沿断裂分布,基本都分布在高效输导体系范围内,这说明断裂—砂体复合输导体系对天然气成藏起到重要的控制作用(尚晓庆等,2012).

研究区广泛发育盐下断裂(孙永河等,2008),其主要为逆冲断层,此类断裂向下断至三叠系、侏罗系烃源岩,向上断至吉迪克组膏盐层盖层,沟通了下伏烃源岩和上部侏罗系储层,可作为油气输导的通道(图 9).研究区断裂的主要活动时期与烃源岩排烃期较为一致,且断裂多具有倾角上陡下缓的特征,因此,盐下断裂可作为天然气垂向运移的主要通道,这也是该区天然气异常富集的关键要素,有利于天然气高效成藏.同时,盐下断裂的分布决定着输导效率的高低(尚晓庆等,2012),主干断裂附近且断裂密集的地区输导效率较高,即断裂输导能力越好,越有利于天然气沿着盐下断裂发生垂向运移.

迪北地区三叠系顶部发育不整合面,不整合面之上发育的底砾岩连通性较好且裂缝较为发育,可作为输导通道.同时,研究区阿合组和阳霞组发育厚度较大的砂体,主要为辫状河三角洲平原分流河道砂体和前缘水下分流河道砂体,砂体平面上展布范围广,砂地比较大,其中阿合组砂地比可达到 81%~90%,砂体连通性好.同时,迪北地区粒间溶孔和粒内溶孔较为发育,裂缝也很发育,较大程度上改善了储层物性,且裂缝可与溶蚀孔隙贯通构成裂缝—孔隙充注网络,因此,连通砂体的输导能力较好,可作为油气侧向运移的良好通道,也可作为油气聚集的场所.

3.5 具有“早油晚气,晚期调整改造再富集”的成藏模式

迪北地区下侏罗统阿合组、阳霞组含气层段以产气为主,但同时也伴生少量轻质油.迪北地区的原油密度低、粘度低、凝固点低、含硫低和胶质沥青含量低,总体表现为陆相成熟原油的特征.生物标志物

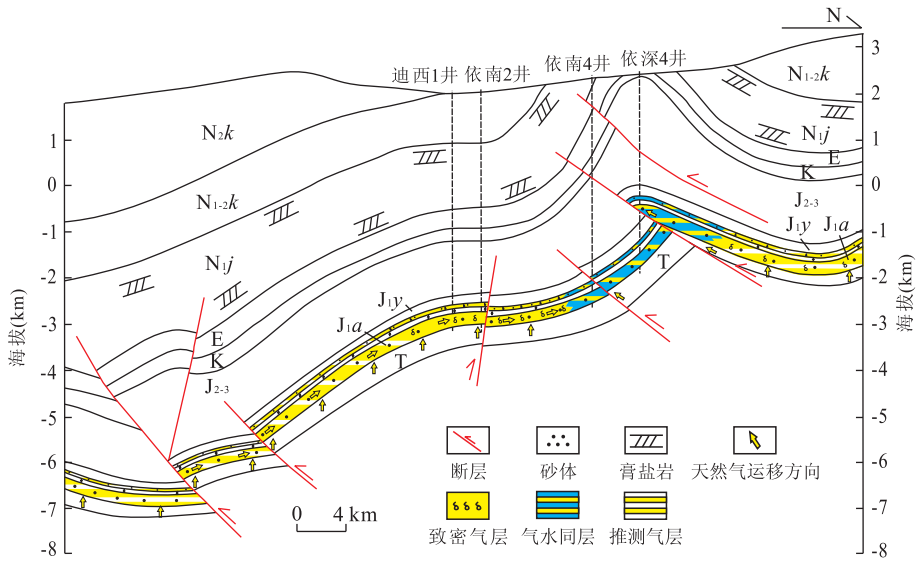


图 9 迪北地区输导体系剖面

Fig. 9 Transport system section in Dibe area

特征表明(赵孟军和卢双舫,2003),迪北地区原油的三环萘烷分布、Ts(18 $\alpha$ (H)-22,29,30—三降藿烷)/Tm(17 $\alpha$ (H)-22,29,30—三降藿烷)值和 C<sub>27</sub>、C<sub>28</sub>、C<sub>29</sub>甾烷分布特征与三叠系烃源岩的分布特征更为相似,而与侏罗系烃源岩的分布特征相差较大,因此,笔者推测原油主要来自三叠系烃源岩.甲基菲比值(methyl phenanthrene ratio)和金刚烷含量在判断原油成熟度时不受生油阶段的限制,可较为准确地表征原油成熟度(Zhang *et al.*, 2005).利用包建平等(2009)的研究成果,迪北地区依南 2 井下侏罗统 2 个原油样品的 MPR 分别为 1.79 和 2.31,笔者通过计算可得原油对应的镜质组反射率  $R_o$ . 值分别为 1.02% 和 1.11%,原油属于成熟—高成熟原油.金刚烷测试计算结果表明(张斌等,2010),迪北地区原油对应的镜质组反射率  $R_o$ . 值分布在 1.10%~1.30%,属于成熟原油.因此上述研究表明,迪北地区的原油主要源自三叠系湖相烃源岩排出的成熟原油.

迪北地区的天然气中甲烷平均含量为90.88%,重烃气平均含量为 7.23%,属于湿气.前文碳同位素特征分析表明迪北地区天然气属于煤型气,主要源自侏罗系、三叠系煤系烃源岩.利用前人关于碳同位素判断天然气成熟度的方法(戴金星等,1985;徐永昌,1994;刘文汇和徐永昌,1999),笔者计算得到迪北地区的天然气成熟度分布在 1.11%~1.57%,属于成熟—高成熟天然气.因此上述分析表明,迪北地区的天然气主要来自侏罗系、三叠系煤系烃源岩排出的成熟—高成熟天然气.

包裹体岩相学观察和显微测温结果进一步证实了迪北地区具有“早油晚气”的油气充注特征,迪北地区主要发育浅黄色、淡黄色荧光和发蓝白色荧光的气—液两相烃类包裹体(图 10).前者成熟度较低,与其共生的同期盐水包裹体均一化温度主峰范围为 100~110 °C,笔者推测前者主要源自吉迪克期(23~12 Ma)三叠系湖相烃源岩排出的成熟原油;后者成熟度较高,与其共生的同期盐水包裹体均一化温度主峰范围为 120~150 °C,笔者推测后者主要源自库车期至今(5~0 Ma)侏罗系、三叠系煤系烃源岩排出的成熟—高成熟天然气(图 11).

李卓等(2013)利用沉积—成岩—构造一体化预测模型恢复了迪北地区的储层孔隙度演化史,即利用不同类型储层岩心孔隙度与埋深关系预测模型,结合构造减孔、胶结减孔、溶蚀增孔、裂缝增孔等影响孔隙度的因素分析,定量恢复孔隙度的演化史.研究区储层成岩演化的最显著特点是早期浅埋和短期深埋,这种埋藏方式对于储层伤害较大,不利于原生孔隙的保存.研究表明,迪北地区储层孔隙演化可划分为以下 3 个阶段:(1)中新世前,迪北地区埋藏方式属于浅埋藏型,在数百个 Ma 的地质历史中,储层发生充分的压实作用和胶结作用,孔隙度降低至约 20%;(2)中新世早中期,迪北地区埋藏方式属于快速深埋藏型,强烈深埋压实作用和构造挤压作用可导致储层快速压实;此阶段胶结作用强烈,晚期方解石胶结、石英次生加大等作用也会导致孔隙度进一步降低;同时煤系烃源岩产生的有机酸在高温下促进了水岩作用的发生,会导致长石、岩屑等发生溶蚀

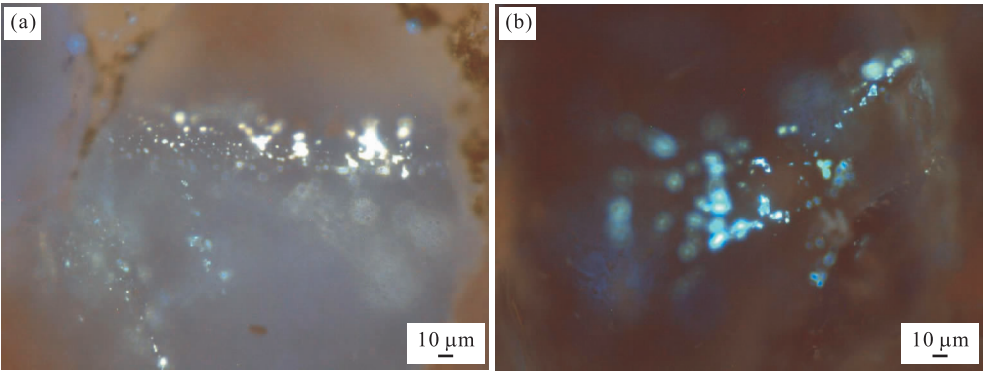


图 10 迪北地区烃类包裹体显微特征

Fig. 10 Microstructure properties of hydrocarbon inclusions in Dibe area

a. 依南 2 井,4 898.75 m,J<sub>1</sub>a,石英颗粒内裂纹中见发浅黄色荧光气-液相烃类包裹体;b. 依南 2 井,4 548.80 m,J<sub>1</sub>y,穿石英颗粒裂纹见发蓝白色荧光气-液两相烃类包裹体

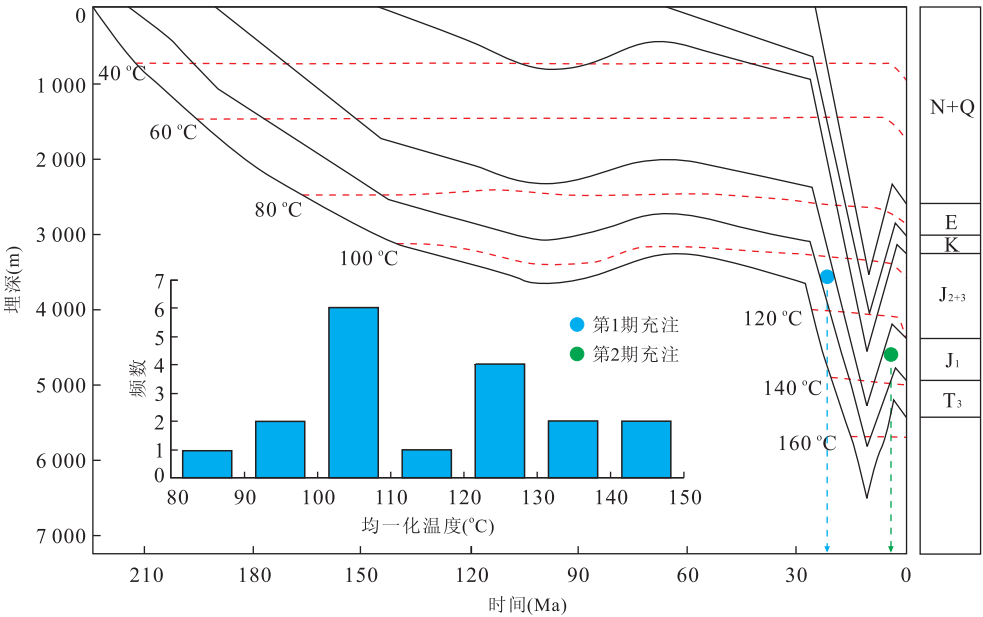


图 11 迪北地区油气成藏期次特征

Fig. 11 Characteristic of hydrocarbon accumulation periods in Dibe area

作用,在一定程度上改善储层物性. 在各种作用的综合影响下,孔隙度降低至约 12%;(3)中新世中晚期以来,迪北地区地层抬升,压实作用减弱,但构造作用进一步增强,构造挤压导致孔隙度进一步下降;此阶段烃类充注可在一定程度上抑制压实作用,同时油气充注产生的有机酸对长石及部分易溶岩屑进行溶蚀,主要形成粒间溶孔、粒内溶孔等次生孔隙. 在各种作用的综合影响下,孔隙度在约 8 Ma 时降至 10%,储层致密化,孔隙度演化至今为 5%~6%.

天然气充注期和储层致密期的关系表明迪北地区天然气大量充注前储层已致密化,其成因类型为“先致密后成藏型”致密深盆气藏,但晚期遭受调整

改造再富集. 总体上,迪北地区具有“中新世早中期原油充注、上新世以来致密深盆气藏叠加和西域期以来的致密气藏调整改造再富集”的油气成藏过程: (1)吉迪克组沉积期(23~12 Ma),喜马拉雅运动早期的构造挤压可形成依奇克里克低幅度背斜,此时储层物性较好,尚未致密化,三叠系湖相烃源岩生成的原油在浮力作用下聚集在依奇克里克低幅度背斜,形成早期古油藏. (2)康村组沉积期(12~5 Ma),早期形成的依奇克里克低幅度背斜幅度增大,下侏罗统储层尚未致密化,侏罗系烃源岩排出的原油也在浮力作用在依奇克里克背斜中聚集,至中新世中晚期(约 8 Ma)下侏罗统储层已完全致密化.

(3)库车组沉积期(5~2 Ma),三叠系、侏罗系烃源岩相继进入排气高峰,此时期储层进一步致密化,微一纳米级孔吼发育导致毛细管阻力大,浮力不起主要作用,气体生烃膨胀力成为主要的运移动力,因此天然气以整体排驱致密储层中的孔隙水的方式向上倾方向运移,在凹陷中心和斜坡部位的储层中形成大范围展布的致密深盆气藏,致密储层中相对高孔渗区域有利于天然气局部富集,同时,大量充注的天然气对早期在依奇克里克低幅度背斜形成的古油藏产生了气洗脱沥青作用,形成了储集层沥青。(4)西域组沉积期至今(2 Ma 至今),强烈的构造运动导致依深 4 断裂断穿地表,同时形成了南部相关断裂,构造高部位的依深 4 地区发生了抬升,侏罗系及以上地层被剥蚀破坏,依奇克里克低幅度背斜聚集的油气被耗散殆尽,而位于凹陷中心和斜坡部位的致密气藏发生调整改造,而在裂缝和溶蚀孔隙较为发育的部位有利于天然气的再富集,形成“甜点”。

因此,迪北地区总体表现为构造下倾部位为饱含气层,向构造上倾方向渐变为含气水层、气水同层和水层的气水倒置特征,即构造斜坡部位的依南 2 井和迪西 1 井产气,而构造高部位的依南 4 井和依深 4 井高位出水(图 9),其中,广泛发育的以微一纳米级孔吼为主的致密储层是产生气水倒置现象的根本原因,同时,局部构造、砂体展布规律和连通性以及裂缝分布也是影响气水分布关系的重要因素。

## 4 结论

(1)迪北地区下侏罗统天然气主要来源于侏罗系和三叠系煤系烃源岩,烃源岩具有分布广、厚度大、有机质丰度高、成熟度高等特征,气源条件优越,且天然气晚期快速充注,为迪北地区天然气富集提供了充足的物质基础。

(2)迪北地区下侏罗统储层以裂缝—孔隙型为主,孔隙类型主要为粒内溶孔、粒间溶孔和微孔隙,同时储层构造裂缝较为发育,具有面密度较大、开度较大、基本未充填等特征。裂缝可与溶蚀孔隙贯通,进而改善储层的储集性能。

(3)迪北地区下侏罗统天然气藏上覆侏罗系泥岩和吉迪克组膏盐岩盖层,盖层分布广、厚度大和封闭能力强,能够很好地阻止油气的逸散,天然气的保存条件好。

(4)迪北地区断裂—砂体复合输导体系发育,盐下断裂可作为天然气垂向运移的主要通道,砂体可

作为油气侧向运移的主要通道,输导效率高,有利于天然气高效捕获成藏。

(5)迪北地区的油气充注特征表现为“早油晚气”,储层致密化时间(前康村期)早于天然气大量充注时间(库车期到现今),天然气聚集成藏经历了中新世早中期原油充注、上新世以来致密深盆气藏叠加和西域期以来的致密气藏调整改造再富集 3 个阶段。

## References

- Bao, J. P., Zhu, C. S., Zhang, Q. C., et al., 2009. Geochemical Characteristics of Crude Oils from Well YN5 in Yangxia Sag of East Kuqa Depression. *Journal of Oil and Gas Technology*, 31(6): 25—31 (in Chinese with English abstract).
- Dai, J. X., Qi, H. F., Song, Y., 1985. On the Indicators for Identifying Gas from Oil and Gas from Coal Measure. *Acta Petrolei Sinica*, 6(2): 31—38 (in Chinese with English abstract).
- Dai, J. X., 1983. Synclinal Oil and Gas Pools. *Acta Petrolei Sinica*, 4(4): 27—30 (in Chinese with English abstract).
- Fu, G., Chen, Z. M., Jiang, Z. X., 1995. Evaluation of the Sealing Ability of Caprock and Its Application. *Petroleum Exploration and Development*, 22(3): 46—50 (in Chinese with English abstract).
- Gao, G., Huang, Z. L., Gang, W., Z., 2002. Pool-Forming Time of Gas Reservoir in Yinan 2 Trap of Kuche Depression in Tarim Basin. *Journal of Palaeogeography*, 4(2): 98—104 (in Chinese with English abstract).
- He, D. F., Zhou, X. Y., Yang, H. J., et al., 2009. Geological Structure and Its Controls on Giant Oil and Gas Fields in Kuqa Depression, Tarim Basin: A Clue from New Shot Seismic Data. *Geotectonica et Metallogenia*, 33(1): 19—32 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z. X., Lin, S. G., Pang, X. Q., et al., 2006. The Comparison of Two Types of Tight Sand Gas Reservoir. *Petroleum Geology & Experiment*, 28(3): 210—214, 219 (in Chinese with English abstract).
- Ju, W., Hou, G. T., Huang, S. Y., et al., 2013. Structural Fracture Distribution and Prediction of the Lower Jurassic Ahe Formation Sandstone in the Yinan-Tuzi Area, Kuqa Depression. *Geotectonica et Metallogenia*, 37(4): 592—602 (in Chinese with English abstract).
- Law, B. E., 2002. Basin Centered Gas System. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1891—1919. doi: 10.1306/61EEDDB4-173E-11D7-8645000102C1865D

- Li, F., Jiang, Z. X., Li, Z., et al., 2014. Palaeo-Fluid Evidence for the Two-Stage Hydrocarbon Charges in Dibe Reservoir of Kuqa Depression. *Natural Gas Geoscience*, 25 (7): 1033—1041 (in Chinese with English abstract).
- Li, Z., Jiang, Z. X., Pang, X. Q., et al., 2013. Genetic Types of the Tight Sandstone Gas Reservoirs in the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 38 (1): 156—164 (in Chinese with English abstract).
- Liang, D. G., Zhang, S. C., Zhao, M. J., et al., 2002. Hydrocarbon Sources and Stages of Reservoir Formation in Kuqa Depression, Tarim Basin. *Chinese Science Bulletin*, 47 (Suppl.): 56—63 (in Chinese).
- Lin, T., Yi, S. W., Ye, M. L., et al., 2014. Characteristics of Tight Sandstone Gas Reservoir and the Enrichment Regularity in Eastern Kuqa Depression. *Geological Science and Technology Information*, 33 (2): 116—122 (in Chinese with English abstract).
- Liu, W. H., Xu, Y. C., 1999. A Two-Stage Model of Carbon Isotopic Fractionation in Coal-Gas. *Geochimica*, 28 (4): 359—366 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y. K., Wu, G. H., Hu, J. F., et al., 2004. Analyzing the Characteristics of Yinan-2 Gas Reservoir in Kuqa Depression of Tarim Basin. *Natural Gas Industry*, 24 (7): 12—14, 18 (in Chinese with English abstract).
- Masters, J. A., 1979. Deep Basin Gas Trap, Western Canada. *AAPG Bulletin*, 63 (2): 152—181.
- National Energy Board, 2011. SY/T6832-2011 Geological Evaluation Method of Tight Sandstone Gas. Petroleum Industry Press, Beijing, 1—7 (in Chinese).
- Pang, X. Q., Zhou, X. Y., Dong, Y. X., et al., 2013. Formation Mechanism Classification of Tight Sandstone Hydrocarbon Reservoirs in Petroliferous Basin and Resources Appraisal. *Journal of China University of Petroleum*, 37 (5): 28—37, 56 (in Chinese with English abstract).
- Shang, X. Q., Liu, L. F., Gao, X. Y., et al., 2012. Characteristics of Hydrocarbon Pathway System and Transport Model of the Yikeli Structural Belt in Kuqa Depression. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 36 (1): 31—40, 110 (in Chinese with English abstract).
- Sun, X. D., Suo, L. M., Zhang, M. Z., et al., 2005. New Progress of Reservoir Research by the Technology of Laser Confocal Scanning Microscope Analysis in the Daqing Exploration Area. *Acta Petrologica Sinica*, 21 (5): 1479—1488 (in Chinese with English abstract).
- Sun, Y. H., Lü, Y. F., Fu, X. F., et al., 2008. Effective Migration Pathway and Its Physical Simulation in the Kuqa Depression. *Chinese Journal of Geology*, 43 (2): 389—401 (in Chinese with English abstract).
- Wang, F. Y., Du, Z. L., Li, Q., et al., 2005. Organic Maturity and Hydrocarbon Generation History of the Mesozoic Oil-Prone Source Rocks in Kuqa Depression, Tarim Basin. *Geochemica*, 34 (2): 136—146 (in Chinese with English abstract).
- Xing, E. Y., Pang, X. Q., Xiao, Z. Y., et al., 2011. Type Discrimination of Yinan 2 Gas Reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin. *Journal of China University of Petroleum*, 35 (6): 21—28 (in Chinese with English abstract).
- Xu, Y. C., 1994. The Theory of Natural Gas Origin and Its Application. Science Press, Beijing (in Chinese).
- Yang, F., Di, H. L., Wang, S. Y., et al., 2002. Reservoir Characteristics and Genesis of the Jurassic in Yiqikelike Tectonic Zone of Kuqa Depression in Tarim Basin. *Journal of Palaeogeography*, 4 (2): 46—55 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, L. B., Zhou, T. W., Lü, X. X., 2002. Influence of Himalayan Orogeny on Oil & Gas Forming in Kuqa Depression, Tarim Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 27 (6): 741—744 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, B., Huang, L., Wu, Y., et al., 2010. Quantitative Evaluation of Crude Oil Composition Changes Caused by Strong Gas Washing: A Case Study of Natural Gas Pool in Kuqa Depression. *Earth Science Frontiers*, 17 (4): 270—279 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J. C., 2003. Research Progress of Deep Basin Gas (Source-Contacting Gas). *Geoscience*, 17 (2): 210 (in Chinese).
- Zhang, S. C., Huang, H. P., Xiao, Z. Y., et al., 2005. Geochemistry of Palaeozoic Marine Petroleum from the Tarim Basin, NW China. Part 2: Maturity Assessment. *Organic Geochemistry*, 36: 1215—1225.
- Zhao, M. J., Lu, S. F., 2003. Two Periods of Reservoir Forming and Their Significance for Hydrocarbon Distribution in Kuqa Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 24 (5): 16—20 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, M. J., Zhang, B. M., 2002. Source Rocks for a Giant Gas-Accumulation Area in the Kuqa Forland Depression. *Chinese Journal of Geology*, 37 (Suppl.): 35—44 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, G. Y., Zhang, S. C., Chen, L., et al., 2009. Coupling Relationship between Natural Gas Charging and Deep Sandstone Reservoir Formation: A Case from the Kuqa Depression, Tarim Basin. *Petroleum Exploration and*

*Development*, 36(3): 347—357 (in Chinese with English abstract).

Zhuo, Q. G., Li, Y., Song, Y., et al., 2013. Evolution of Paleogene Saline Deposits and Effectiveness of Traps in Kelasu Tectonic Zone, Kuqa Depression, Tarim Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 35(1): 42—47 (in Chinese with English abstract).

Zou, C. N., Tao, S. Z., Yuan, X. J., et al., 2009. Global Importance of “Continuous” Petroleum Reservoirs: Accumulation, Distribution and Evaluation. *Petroleum Exploration and Development*, 36(6): 669—682 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

包建平, 朱翠山, 张秋茶, 等, 2009. 库车坳陷东部阳霞凹陷依南 5 井原油地球化学特征研究. *石油天然气学报*, 31(6): 25—31.

戴金星, 戚厚发, 宋岩, 1985. 鉴别煤成气和油型气若干指标的初步探讨. *石油学报*, 6(2): 31—38.

戴金星, 1983. 向斜中的油、气藏. *石油学报*, 4(4): 27—30.

付广, 陈章明, 姜振学, 1995. 盖层封堵能力评价方法及其应用. *石油勘探与开发*, 22(3): 46—50.

高岗, 黄志龙, 刚文哲, 2002. 塔里木盆地库车坳陷依南 2 气藏成藏期次研究. *古地理论*, 4(2): 98—104.

何登发, 周新源, 杨海军, 等, 2009. 库车坳陷的地质结构及其对大油气田的控制作用. *大地构造与成矿学*, 33(1): 19—32.

姜振学, 林世国, 庞雄奇, 等, 2006. 两种类型致密砂岩气藏对比. *石油实验地质*, 28(3): 210—214, 219.

鞠玮, 侯贵廷, 黄少英, 等, 2013. 库车坳陷依南一吐孜地区下侏罗统阿合组砂岩构造裂缝分布预测. *大地构造与成矿学*, 37(4): 592—602.

李峰, 姜振学, 李卓, 2014, 等. 库车坳陷迪北气藏 2 期油气充注古流体证据. *天然气地球科学*, 25(7): 1033—1041.

李卓, 姜振学, 庞雄奇, 等, 2013. 塔里木盆地库车坳陷致密砂岩气藏成因类型. *地球科学——中国地质大学学报*, 38(1): 156—164.

梁狄刚, 张水昌, 赵孟军, 等, 2002. 库车坳陷的油气成藏期. *科学通报*, 47(增刊): 56—63.

林潼, 易士威, 叶茂林, 等, 2014. 库车坳陷东部致密砂岩气藏发育特征与富集规律. *地质科技情报*, 33(2): 116—122.

刘文汇, 徐永昌, 1999. 煤型气碳同位素演化二阶段分馏模式及机理. *地球化学*, 28(4): 359—366.

刘玉魁, 郭光辉, 胡剑风, 等, 2004. 塔里木盆地库车坳陷依南

2 气藏特征解析. *天然气工业*, 24(7): 12—16.

国家能源局, 2011. SY/T6832-2011 致密砂岩气地质评价方法. 北京: 地质出版社, 1—7.

庞雄奇, 周新源, 董月霞, 等, 2013. 含油气盆地致密砂岩类油气藏成因机制与资源潜力. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 37(5): 28—37, 56.

尚晓庆, 刘洛夫, 高小跃, 等, 2012. 库车坳陷依奇克里克构造带油气输导体系特征及输导模式. *大庆石油学院学报*, 36(1): 31—40, 110.

孙先达, 索丽敏, 张民志, 等, 2005. 激光共聚焦扫描显微镜检测技术在大庆探区储层分析研究中的新进展. *岩石学报*, 21(5): 1479—1488.

孙永河, 吕延防, 付晓飞, 等, 2008. 库车坳陷的断裂有效运移通道及其物理模拟. *地质科学*, 43(2): 389—401.

王飞宇, 杜治利, 李谦, 等, 2005. 塔里木盆地库车坳陷中生界油源岩有机成熟度和生烃历史. *地球化学*, 34(2): 136—146.

邢恩袁, 庞雄奇, 肖中尧, 等, 2011. 塔里木盆地库车坳陷依南 2 气藏类型的判别. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 35(6): 21—28.

徐永昌, 1994. 天然气成因理论及其应用. 北京: 科学出版社, 45—201.

杨帆, 邸宏利, 王少依, 等, 2002. 塔里木盆地库车坳陷依奇克里克构造带侏罗系储层特征及成因. *古地理论*, 4(2): 46—55.

曾联波, 周天伟, 吕修祥, 2002. 喜马拉雅运动对库车坳陷油气成藏的影响. *地球科学——中国地质大学学报*, 27(6): 741—744.

张斌, 黄凌, 吴英, 等, 2010. 强烈气洗作用导致原油成分变化的定量计算——以库车坳陷天然气藏为例. *地学前缘*, 17(4): 270—279.

张金川, 2003. 深盆地(根缘气)研究进展. *现代地质*, 17(2): 210.

赵孟军, 卢双舫, 2003. 库车坳陷两期成藏及其对油气分布的影响. *石油学报*, 24(5): 16—20.

赵孟军, 张宝民, 2002. 库车前陆坳陷形成大气区的烃源岩条件. *地质科学*, 37(增刊): 35—44.

朱光有, 张水昌, 陈玲, 等, 2009. 天然气充注成藏与深部砂岩储集层的形成. *石油勘探与开发*, 36(3): 347—357.

卓勤功, 李勇, 宋岩, 等, 2013. 塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带古近系膏盐岩盖层演化与圈闭有效性. *石油实验地质*, 35(1): 42—47.

邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等, 2009. “连续型”油气藏及其在全球的重要性: 成藏、分布与评价. *石油勘探与开发*, 36(6): 669—682.