

doi:10.3799/dqkx.2013.000

塔里木盆地麦盖提斜坡玉北地区奥陶系油气输导体系与成藏期

斯尚华¹, 陈红汉², 谭先锋³, 李纯泉², 吴悠², 李楠²

1. 西安石油大学地球科学与工程学院, 陕西西安 710065

2. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074

3. 重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆 401331

摘要: 对玉北地区输导体系进行研究, 分析其油气运聚过程, 研究表明, 玉北地区油气基本输导介质主要分为: 断层、不整合、输导层, 其中玉北中部地区输导能力较强, 而玉北东部地区的输导能力较差。对玉北地区奥陶系 3 口井 25 块样品的有机和无机包裹体进行了分析, 分析结果表明, 玉北地区奥陶系油藏主要发生了两期成藏: 第 1 期发生在海西晚期 262~252 Ma 期间, 主要为发黄色荧光的低成熟油充注; 第 2 期发生喜山晚期 12.5~0 Ma, 主要为发蓝白色荧光的高成熟度油充注。玉北地区奥陶系油藏有效烃源岩为下寒武统和上寒武统一下奥陶统两套烃源岩, 且发育储盖组合为: 下石炭统巴楚组泥岩、泥灰岩盖层与中一下奥陶统风化岩溶型储层组成的不连续层间组合。

关键词: 包裹体; 油气充注期次和时期; 输导体系; 奥陶系; 玉北地区; 含油地层。

中图分类号: TE122

文章编号: 1000-2383(2013)06-1271-10

收稿日期: 2013-01-21

Hydrocarbon Accumulation Period and Its Carrier Systems in Ordovician Reservoir of Yubei Area, Markit Slope Tarim Basin

SI Shang-hua¹, CHEN Hong-han², TAN Xian-feng³, LI Chun-quan², WU You², LI Nan²

1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China

2. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

3. School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science & Technology, Chongqing 401331, China

Abstract: Three types of basic carrier systems are identified for analyzing the hydrocarbon migration and accumulation process of Ordovician reservoir in Yubei area, Southwest Tarim Basin, which are known as fault type, unconformity type and carrier layer type, where the carrier ability is strong in the Middle Part of Yubei area but weak in the Eastern Part. The organic and inorganic fluid inclusion analyses of 25 Ordovician samples from 3 wells in Yubei area indicate that there were two phases of hydrocarbon charging in Ordovician. In the period from 262 Ma to 252 Ma before present (in Late Hercynian), low-mature oil with yellow fluorescence was charged. In the second period from 12.5 Ma to 0 Ma before present (in Late Himalayan), high-maturity oil with blue-white fluorescence was charged. Two groups of hydrocarbon source rocks, namely, the Lower Cambrian source rock and the Upper Cambrian-Lower Ordovician source rock, are developed in Yubei area. The cover is the mudstone and marl of Lower Carboniferous Bachu Formation Strata. The reservoir is the karst weathering of Lower-Middle Ordovician Strata. The cover and reservoir are composed of discontinuous interlayer combinations.

Key words: inclusions; hydrocarbon charging events and ages; carrier systems; Ordovician; Yubei area; oil bearing formation.

2010年6月10日,西北油田分公司玉北地区玉北1井钻至井深5603.68m发生井漏,累计漏失

泥浆322.7m³,并发现良好油气显示。7月21日,进行DST测试,按8mm油嘴折算,原油产量为每天

基金项目: 国家重点基础研究发展项目“973”计划(No. 2012CB214804); 国家自然科学基金青年基金(No. 41202043); 重庆市自然科学基金项目(No. cstc2012jja90007)。

作者简介: 斯尚华(1981-),男,博士,讲师,主要从事油气成藏地质学研究。E-mail: sishanghua0724@163.com

31.36 m³. 按照塔河油田奥陶系油气藏储量计算模式, 玉北 1 井的预测石油储量 5.617×10^4 t, 这首次实现了麦盖提斜坡奥陶系碳酸盐岩领域油气突破. 继玉北 1 井在奥陶系突破之后, 玉北 1 构造带完钻的 6 口井均钻获油气显示. 其中, 玉北 1-2 井、玉北 1-3H 井、玉北 1-4 井和玉北 1-5 井获高产工业油流. 近期, 该公司又在玉北 1 构造带上部署玉北 1-6H 等 5 口评价井, 进一步评价落实玉北 1 井区构造带油气富集和资源情况. 近年来一些学者对玉北地区构造特征进行了细致的研究, 发现玉北地区经历了 3 期构造运动: 加里东期、海西期与喜山期, 这 3 期构造控制了区内构造变形, 其中玉北 1 井区构造处于加里东中、晚期与海西晚期的构造应力叠加区, 有利于奥陶系岩溶缝洞型储层的发育. 玉北 1 井东部潜山带下奥陶统暴露区上覆一定厚度的地层, 对溶蚀孔、洞、缝的保留更有利(张仲培等, 2011; 王晶等, 2012). 玉北地区奥陶系地层经历早加里东、中加里东、海西早期 3 期古岩溶作用, 玉北地区为 3 期岩溶的叠置区, 是岩溶储层发育的最有利地区; 最优岩溶储层发育区为玉北 1 断裂构造带以东的大部分地区为, 麦 2 区块以及麦 2、麦 3 区块的交接部位为良好岩溶储层发育区(吴礼明, 2010). 玉北地区的地层岩性圈闭和复合型圈闭, 是有利于油气储集的 2 个非

构造圈闭(范明和郑冰, 2001).

相对油气形成条件的研究, 有玉北地区奥陶系油藏的输导体系研究还显得很薄弱, 仅余晓宇等(2003)根据油气动态成藏原理分析, 认为加里东晚期—海西早期, 主通道为下寒武统白云岩孔、洞、缝系统; 喜山期, 主通道为 T60, T55, T45 不整合面、巴楚隆起南界断裂带. 而对于基于包裹体实验的定量研究更是无人涉及. 鉴于上述原因, 本文根据玉北地区奥陶系油藏的地质背景进行了针对性的流体包裹体的年代学研究, 对其油气的成藏的期次及时期进行了定量评价.

1 区域地质概况

玉北地区位于塔里木盆地塔克拉玛干沙漠西南边缘, 属于麦盖提斜坡构造带东南段, 是中国石化西北油田分公司的麦盖提 1、2、3 区块勘探开发区域(图 1). 麦盖提斜坡北邻柯坪断隆, 西邻喀什凹陷, 南接叶城凹陷和田凹陷, 东北邻巴楚断隆, 向东与塘古孜巴斯过渡, 总面积 4.5×10^4 km²(刘高波等, 2004), 是塔里木盆地西南凹陷内一个次级构造单元和西南倾的区域性斜坡(蒋凌志和于德龙, 2003; 张现军等, 2006). 麦盖提斜坡在寒武纪—中奥陶世塔

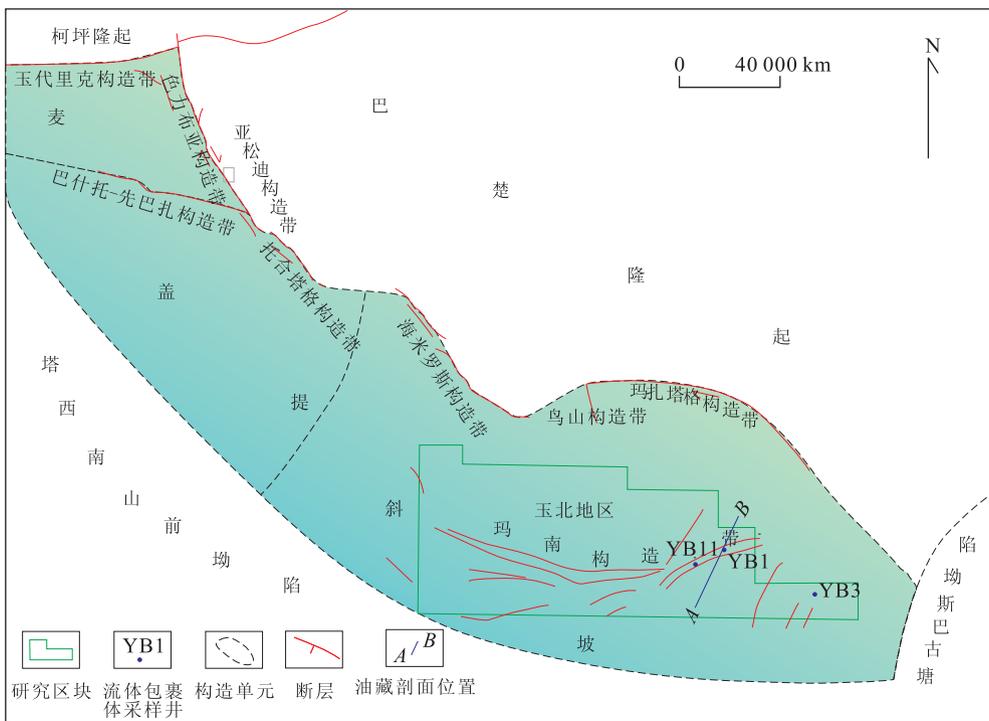


图 1 巴麦地区构造单元划分及工区位置

Fig. 1 The structural units and research areas in Bamai

西克拉通内坳陷碳酸盐岩台地的基础上,经加里东中期和海西早期运动形成古隆起的北倾斜坡;而后海西中晚期发育向东倾斜的近东西向展布的古凸起;喜山早期,边界断裂活动强烈,形成了斜坡南高北低、东高西低的构造格局(杨明慧等,2007)。玉北地区处于斜坡的构造高部位,是油气有利的聚集区。玉北地区地层自下而上发育有震旦系、寒武系、奥陶系、石炭系、二叠系、古近系、新近系及第四系,缺失志留系、泥盆系和中生界地层。玉北地区上奥陶统地层剥蚀殆尽,仅残留中一下奥陶统鹰山组地层。

2 油气输导特征与充注规律

玉北地区奥陶系油气的输导主要受断裂、不整合面、输导层的控制,在特定地质条件下,单一条件输导体系并不常见,且不能起到很好的油气输导作用(康玉柱,2001;陈世加等,2001;余晓宇,2003)。玉北地区油气运移通道网络主要是上述 3 种输导要素在地质空间中以不同形式进行组合而构成的。玉北地区的这种复合型输导体主要可分为:断层—不整合面型、断层—输导层型、不整合面—输导层型、断层—整合面—输导层型。

2.1 输导体系的构成

2.1.1 断裂型 玉北区块位于麦盖提斜坡南段部位,东北邻巴楚隆起中部挠曲带,由玛扎塔格断裂分开,区块发育有玛南构造带。从其发育历史以及原型盆地分析的角度来看,该地区经历了 3 期构造运动:加里东期、海西期与喜山期,这 3 期构造控制了区内构造变形。在早期构造运动中,玉北地区奥陶统遭到了不同程度的剥蚀,而且造成了中—上奥陶统大面积缺失;从玛南断裂带的构造样式来看,该地区在构造运动中也发育了一系列断裂,并且在早期古构造

带的基础上,发育起来了继承性很强的现今保存较好的与断层相关的背斜构造(如图 2 过玉北 1 井剖面)。从地震剖面解释来看,玉北区块发育的与盖层滑脱型逆断层相关的褶皱主要有单个型、“Y”型 2 种类型构造样式。单个盖层滑脱型逆断层形成鼻状凸起的褶皱;“Y”型构造样式,主要是在主断层—盖层滑脱型逆断层的反向形成一个断层,构造“Y”型,这种构造样式是区块内主要的构造样式(如图 2 过玉北 3 井剖面)。此外,在“Y”型内部还可形成一条或多条与主断层大致平行的调整断层。玛南构造带主要是与“Y”型盖层滑脱型逆断层相关的褶皱。这些断裂带对油气成藏和分布起着至关重要的作用,它不仅可以对早期的油气藏造成破坏,同时又可以作为油气运移的通道;因此,该区的断裂对油气的产生、运移和再运移,以及圈闭的形成都有重要意义。

2.1.2 不整合面型 不整合面型输导体系是指由于地壳抬升遭受长期风化剥蚀而形成的具有一定渗透能力的岩层。不整合面的通道作用在很大程度上取决于其上下岩性、物性及输导能力。若不整合面上下均为储集层,或其上下一侧为储集岩,可视为开启;若不整合面上下均为非储集层(致密层),则应视为封闭。玉北地区的不整合面具有上述性质,不同不整合或同一不整合的不同地段,对油气疏导能力具有较大的差别。

据地震解释及钻井揭示,该区发育有 4 期重要的不整合界面:(1)中上奥陶统与下伏地层之间的不整合面(T74 界面),形成于加里东中期,在玉北地区广泛分布。当时地势西高东低,因此在玉北 1-1 井以西不整合更加发育。(2)志留系与下伏地层之间的不整合面(T70 界面),形成于加里东中晚期,该期构造运动在玉北地区非常强烈,该区的中上奥陶统被剥蚀殆尽,致使该区 T74 界面与 T70 界面合二为一,

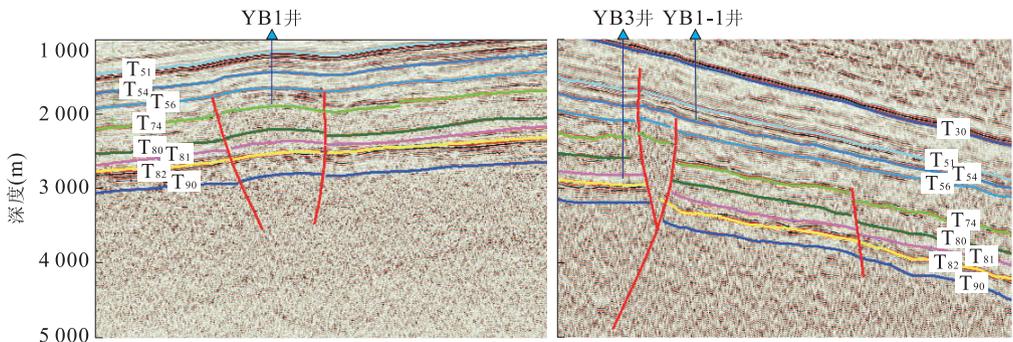


图 2 玉北地区断裂输导体系地震剖面
Fig. 2 The fault-carrier system in Yubei area

在地震剖面上难以区分。(3)石炭系与下伏地层之间的不整合面(T60 界面). 海西早期构造运动在玉北地区波及范围广、剥蚀量大. 由于多期构造运动叠加,同一套地层遭到多期剥蚀,使得地层接触关系复杂化. 加里东中期到海西早期,麦盖提斜坡南部玛南断裂带附近一直处于暴露状态. 因此,石炭系与下奥陶统直接接触是该区比较常见的接触关系。(4)二叠系与下伏地层之间的不整合面(T54 界面). 该期不整合形成于海西中晚期,分布局限.

玉北中部地区:以 T74 不整合面为例,该不整合面为石炭系与奥陶系剥蚀残留区的石灰岩接触,为主要区域不整合界面,玉北 1-1 井不整合上覆岩性为下石炭统巴楚组泥灰岩,下伏为下奥陶统鹰山组燧石条带灰岩,且孔、洞、缝发育多;不整合面表现为开启的有效通道. 玉北东部地区:玉北 3 井 T74 不整合面上覆岩性为下石炭统巴楚组泥岩,下伏为灰岩,且孔、洞、缝发育少;不整合面表现为输导能力较差或无效的性质. 由此可见,T74 不整合面有效通道分布于玉北的中部地区,而玉北东部地区的输导能力较差.

2.1.3 输导层型 输导层对油气进行输导必须满足以下条件:输导层具有一定厚度、平面上连通性好且分布较广、孔渗性好、围岩封闭性好、古产状有利. 沉积条件是决定输导体系发育规模和连通性的主要因素(张卫海等,2003). 玉北地区输导层型输导体系主要为碳酸盐岩孔—缝—洞,玉北地区奥陶系碳酸盐岩中溶蚀孔、洞、缝极为发育(图 3). 原因在于玉北地区灰岩发育,其长期暴露地表遭受地表水淋滤,形成岩溶孔隙. 奥陶系岩溶主要分布在玉北地区西南部的玛南断裂带周围,岩溶输导作用体现在垂向—侧向运移方面.

综上所述,在玉北地区奥陶系油藏中起主要输导通道的是断裂和不整合面,输导层具有次要的辅助作用. 海西晚期发育的早期断裂和喜马拉雅晚期发育的晚期断裂与多个区域不整合面、储层孔洞缝,构成本区立体油气输导网络.

2.2 油气充注期次及时期

在塔里木盆地玉北地区 3 口井中共采集了奥陶系 25 块流体包裹体样品,考虑到样品在平面和垂向上分布,对所有样品进行了成岩流体包裹体系统分析,以划分玉北地区的油气充注期次,再结合埋藏史热演化史确定其油气成藏时期.

2.2.1 有机包裹体特征 对流体包裹体薄片进行显微观察,有机包裹体在该区奥陶系地层中均有发

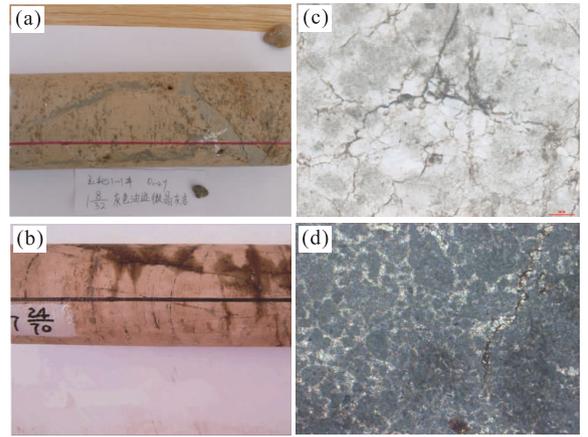


图 3 玉北地区输导层类型

Fig. 3 The carrier layer types in Yubei area

a. 玉北 1-1 井,5 985.0~5 985.5 m(O₁₋₂y),微晶灰岩,溶蚀孔洞、裂缝发育;b. 玉北 1 井,5 615.27~5 615.53 m(O₁₋₂y),泥晶灰岩,立缝、平行缝及微裂缝发育,褐色原油外渗;c. 玉北 3 井,5 165 m(O₁₋₂y),1×10,灰岩,网状张开裂缝发育;d. 玉北 3 井,5 258.75 m(O₁₋₂y),1×5,灰岩,构造—溶蚀裂缝

育,但发育程度普遍较低,检测到有机包裹体的样品仅占样品总数的 23.9%. 有机包裹体的形状多为球状、椭球状、长条状或者不规则形状,大小介于 2~17 μm. 产状上主要赋存于溶孔充填方解石、方解石脉中. 大量实验观察结果认为,有机质的荧光颜色可反映有机质演化程度(李荣西等,1998;Munz,2001;Goldstein,2001;卢焕章等,2004;刘德汉等,2007),即随着有机质从低成熟向高成熟演化,其荧光颜色由红色—橙色—黄色—蓝白色. 在单偏光显微镜下,纯气相包裹体主要为半透明状黑色(见图 4c),油包裹体多为无色到浅黄色(图 4a),显示该区所捕获的油质较轻,这与现今产油层位所产出油的性质一致. 该区流体包裹体薄片荧光观察显示,油包裹体的荧光颜色变化范围较大,从橙色到黄色再到蓝白色均有分布(图 4),其中以发黄色和蓝白色荧光的成熟—高熟油包裹体为主. 该地区按流体包裹体荧光颜色划分幕次,普遍存在 3、4 幕油,1 幕天然气充注.

2.2.2 油气充注期次和时期 充注期次:根据有机包裹体的荧光颜色对油气充注期次进行定性划分,还不够准确,必须结合其他手段,才能比较客观地划分油气充注的期次. 本文采用的分期指标是荧光颜色、流体包裹体均一温度和光谱参数(QF535、λ_{max}). 实验测试在中国地质大学(武汉)资源学院石油系微观烃类检测实验室完成,测试仪器为 Nikon E400 双通道荧光—透射光显微镜,配备 Lucia 微束(≥2 μm)荧光光谱分析仪,紫外光(UV)激发波长

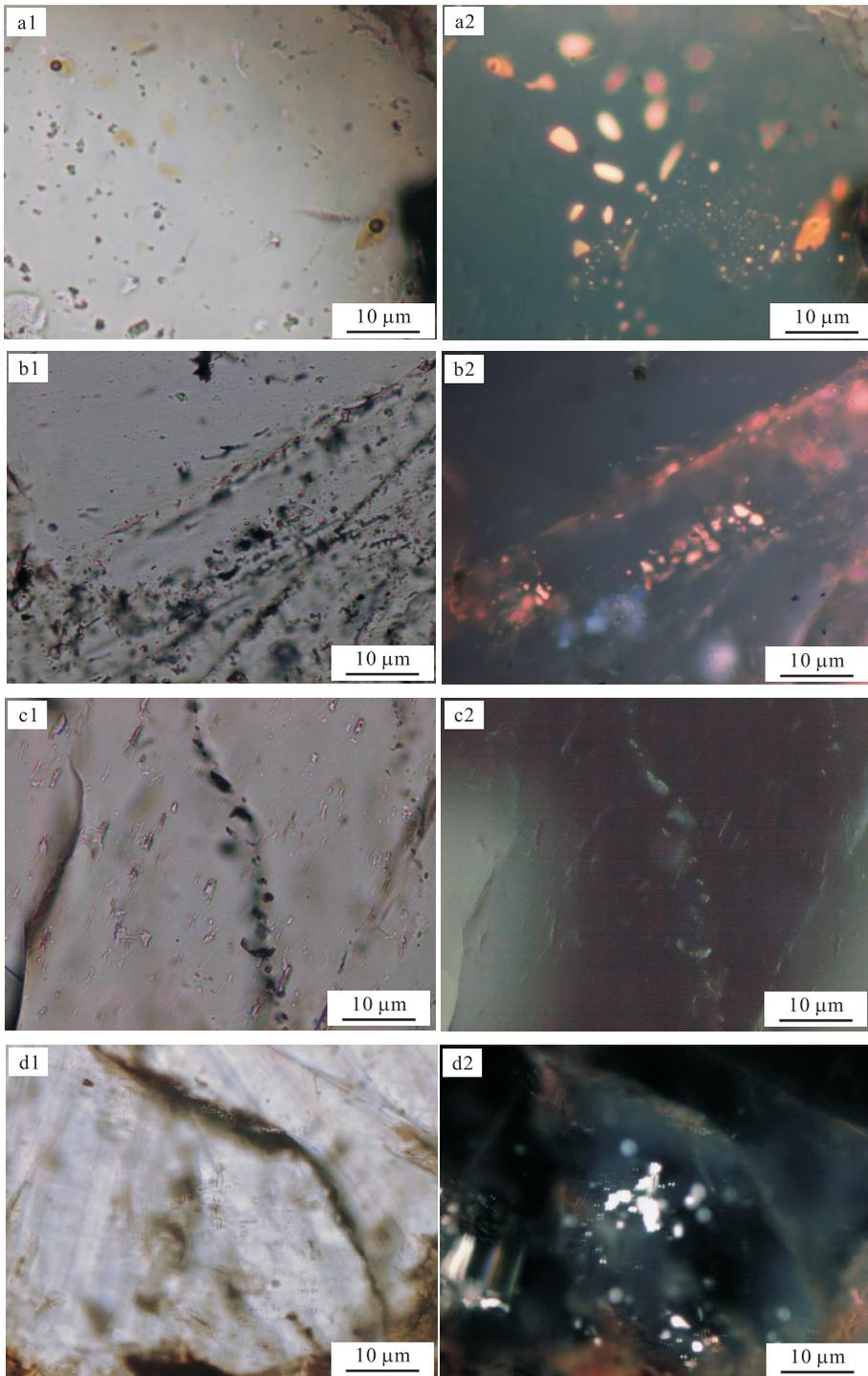


图 4 玉北地区奥陶系代表性流体包裹体产状及荧光颜色

Fig. 4 Occurrences of the representative fluid inclusions and the fluorescence colors of oil inclusions in the Ordovician of Yubei area
 a1、a2. YB1, 层位 $O_{1-2}y$, 5 604. 78 m, 灰岩. 溶孔充填方解石晶体中检测到大量发黄色和橙色荧光油包裹体; b1、b2. YB1-1, 层位 $O_{1-2}y$, 5 983. 03 m, 微晶灰岩. 裂缝充填方解石晶体中检测到大量发橙色荧光油包裹体; c1、c2. YB3-a, 层位 $O_{1-2}y$, 5 494. 45 m, 泥晶灰岩. 溶孔充填方解石晶体中检测到大量不发荧光的纯气相包裹体; d1、d2. YB3-b, 层位 $O_{1-2}y$, 5 444. 8 m, 泥晶灰岩. 溶孔充填方解石晶体中大量发蓝白色荧光油包裹体; 橙色、黄色和蓝白色分别指示第 1、第 2 和第 3 幕次油充注. 左为透射光, 右为荧光

为 330~380 nm. 显微测温、测盐使用的仪器为英国产 Linkam THMS 600G 冷热台, 测定误差为 $\pm 0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$. 显微测温初始升温速率为 $15\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$, 当

包裹体临近均一状态时升温速率调整为 $2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$.

对采集的 25 块样品进行显微测温分析之后, 我们获得了大量实测的原始数据. 依据流体包裹体宿

表 1 玉北地区奥陶系流体包裹体平均均一温度(Th)统计

Table 1 The fluid inclusions homogenization temperature of Ordovician in Yubei area

井号	深度(m)	盐水包裹体(°C)					油包裹体(°C)			
		Th ₁	Th ₂	Th ₃	Th ₄	Th ₅	Th ₁	Th ₂	Th ₃	Th ₄
YB1 井	5 603.89	88.1	103.2	—	—	—	75.4	101.2	—	—
	5 604.78	89.3	103	—	152.4	—	75.3	103.2	134.3	—
	5 604.83	—	104.4	120.1	—	—	85.5	98.4	—	—
	5 605.07	88	112.5	136	—	—	82.4	—	—	—
	5 605.74	81.6	103.3	—	—	—	—	—	—	—
	5 605.98	89	107.7	128.3	—	—	75	—	130.3	189.7
	5 606.34	—	104.1	—	148.1	164.8	—	—	—	—
	5 608.00	—	108.9	120	147.9	168.9	—	—	—	—
	5 617.03	80.3	—	121	145.3	—	78.1	—	—	—
	5 617.43	97.7	—	—	145.7	—	89.6	—	—	—
	5 716.8	92	102.5	130.2	—	—	—	—	—	—
	5 722.97	80.7	102.2	123.4	141.3	—	—	—	—	—
	YB1-1 井	5 983.03	—	105.4	123	—	—	76	110.4	137.2
YB3 井	5 160	84.9	105.9	128.6	—	—	—	—	—	—
	5 164	83.2	—	124.9	—	—	—	—	—	—
	5 165	84.7	109.3	—	148	—	—	—	—	—
	5 166	84.6	—	124.9	—	—	—	—	—	—
	5 258.75	84.8	105.6	127	—	—	—	—	—	—
	5 365	—	—	122.3	137.5	160	80.7	104.5	—	176.9
	5 365.5	82.2	107	121.9	153.4	—	—	108	129.8	—
	5 444.8	—	108	125.6	155.5	—	75.4	94.1	121.9	—
	5 446.52	—	—	126.8	144.8	—	65	98.7	134.3	—
	5 451.9	—	107.2	122.6	—	—	82	106.9	—	—
	5 494.1	91.4	101.6	124.3	145.9	175.5	69.2	102.2	—	173.4
	5 494.45	85.3	106.4	—	—	—	80.3	—	—	—

主矿物的产状、成岩序次、裂缝切割关系及包裹体均一温度分期原则,其中流体包裹体分期或幕具体遵循 3 点原则:(1)是具有相同产状和相似气/液比的流体包裹体组合(Fluid inclusion assemblage)为同幕;(2)是相似产状和相似气/液比包裹体内部均一温度大致按 15 °C 间隔分幕;(3)是一期可分多幕,油气多为幕式排烃,多幕排烃的油气成藏时间相近的可划为一期.玉北地区奥陶系地层中检测到 5 幕盐水包裹体和 4 幕油包裹体(表 1).盐水包裹体:第 1 幕盐水包裹体平均均一温度范围为 80.3~97.7 °C;第 2 幕盐水包裹体平均均一温度范围为 101.6~112.5 °C;第 3 幕盐水包裹体平均均一温度范围为 120~136 °C;第 4 幕盐水包裹体平均均一温度范围为 137.5~155.5 °C;第 5 幕盐水包裹体平均均一温度范围为 160~175.5 °C.油包裹体:第 1 幕油包裹体平均均一温度范围为 65~89.6 °C;第 2 幕油包裹体平均均一温度范围为 94.1~110.4 °C;第 3 幕油包裹体平均均一温度范围为 121.9~137.2 °C;第 4 幕油包裹体平均均一温度范围为 173.4~189.7 °C.其中,第 1 幕、第 2 幕、第 3 幕和第 5 幕盐水包裹体

分别与第 1 幕、第 2 幕、第 3 幕和第 4 幕油包裹体共生(coeval)而对应;未检测到与第 4 幕盐水包裹体共生的油包裹体,可能在第 4 幕盐水充注过程中,未发生油气充注.我们将分期结果进行统计如下.

油包裹体荧光光谱的 QF535 值是光谱谱形的一种数值化的描述,能够更加准确的反映油的成分信息,可以借助这些信息帮助我们判断油的成熟度和不同油包裹体之间的亲缘关系.其定义如下: $QF535 = S_{(\lambda 720 \sim \lambda 535)} / S_{(\lambda 535 \sim \lambda 420)}$,即:波长 720 nm 和波长 535 nm 所限定的面积与波长 535 nm 和波长 420 nm 所限定面积之比.包裹体油的成熟度与 QF535 和 λ_{max} 呈反比,QF535 越大,油包裹体液相密度越大,反映包裹体油中含有越多的大分子组分,成熟度越低;而 QF535 越小,油包裹体液相密度越小,反映包裹体油中含有更多的小分子组分,油成熟度高.根据油包裹体成熟度 QF535- λ_{max} 关系,可对该区奥陶系进行充注幕次统一划分.

玉北地区玉北 1、玉北 1-1 和玉北 3 井在奥陶系鹰山组检测到 3~4 幕油包裹体,其中,玉北 3 井鹰山组 5 160~5 494.45 m 观测到第 1 幕橙色荧光油

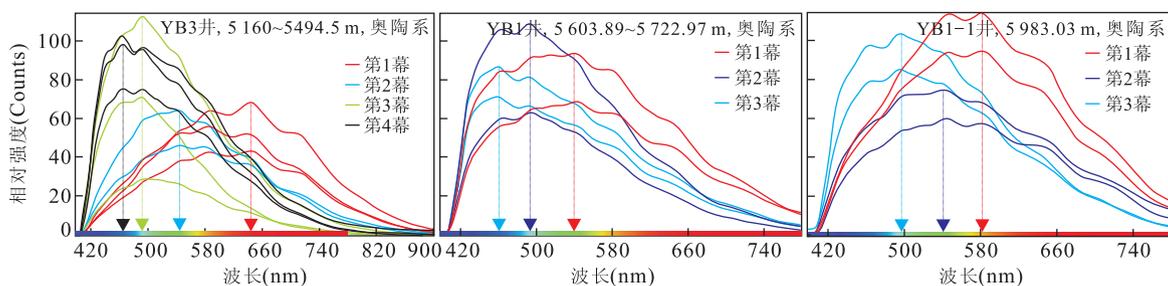


图 5 玉北地区奥陶系不同幕次油包裹体荧光光谱

Fig. 5 The micro-beam fluorescence spectra of different times of oil inclusions from Ordovician in Yubei area

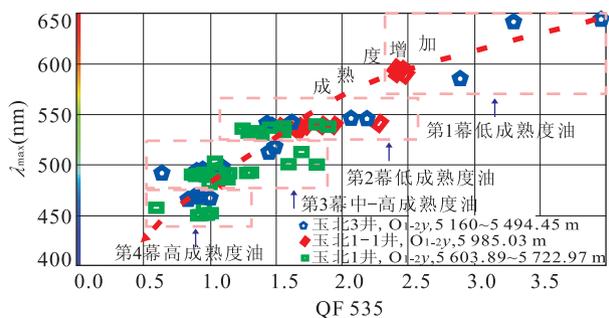


图 6 玉北地区奥陶系油包裹体 QF535 与 λ_{max} 相关关系

Fig. 6 Relationship between QF535 and λ_{max} of oil inclusions from Ordovician in Yubei area

包裹体 $\lambda_{max} = 585.4 \sim 643.8 \text{ nm}$, $QF535 = 2.89 \sim 3.99$; 第 2 幕黄色油包裹体 $\lambda_{max} = 543 \sim 552 \text{ nm}$, $QF535 = 1.44 \sim 2.19$; 第 3 幕蓝绿色荧光油包裹体 $\lambda_{max} = 492.0 \sim 524.3 \text{ nm}$, $QF535 = 0.65 \sim 1.11$; 第 4 幕蓝白色荧光油包裹体 $\lambda_{max} = 463.8 \sim 467.0 \text{ nm}$, $QF535 = 0.82 \sim 0.99$. 玉北 1-1 井鹰山组 5 983.03 m 观测到第 1 幕橙色荧光油包裹体 $\lambda_{max} = 581.8 \sim 584.5 \text{ nm}$, $QF535 = 2.19 \sim 2.29$; 第 2 幕黄色荧光油包裹体 $\lambda_{max} = 542.2 \sim 546.3 \text{ nm}$, $QF535 = 1.58 \sim 2.01$; 第 3 幕蓝绿色荧光油包裹体 $\lambda_{max} = 493.8 \sim 500.7 \text{ nm}$, $QF535 = 0.75 \sim 1.39$. 玉北 1 井鹰山组 5 603.89 ~ 5 722.97 m 观测到第 1 幕黄色荧光油包裹体 $\lambda_{max} = 538.6 \sim 541.8 \text{ nm}$, $QF535 = 1.39 \sim 1.56$; 第 2 幕蓝绿色荧光油包裹体 $\lambda_{max} = 491.6 \sim 512.0 \text{ nm}$, $QF535 = 0.81 \sim 1.36$; 第 3 幕蓝白色荧光油包裹体 $\lambda_{max} = 457.5 \sim 460.2 \text{ nm}$, $QF535 = 0.62 \sim 0.97$ (图 5).

通过玉北地区 3 口井油包裹体成熟度 QF535- λ_{max} 关系图可以看出(图 6), 玉北地区奥陶系主要有 4 幕油气充注, 其中第 1、2 幕对应低成熟度油, 第 3 幕对应中-高成熟度油, 第 4 幕对应高成熟度油.

充注时期: 尽管根据与烃类包裹体同期盐包

裹体均一温度-埋藏史投影确定各期次油气充注年龄的精度常常受到埋藏史恢复(剥蚀厚度、古水深和脱压实校正)和古地温梯度确定可靠性的影响, 尤其是对于碳酸盐岩层系目前还没有其它更为有效的确定各期次年龄的技术和方法而言, 该方法仍然是当前最快捷、最经济和最实用的方法(陈红汉, 2007). 在该区奥陶系中总体检测到了 4 幕油包裹体和 5 幕盐水包裹体. 讨论 4 幕与油包裹体共生的盐水包裹体, 在恢复单井埋藏史和热演化史基础上, 将给定埋深样品的各期次同期盐水包裹体平均均一温度投影到标有等温线的埋藏史图上, 对应于时间轴上的年龄即代表油气充注储层的年龄(图 7), 再综合各单井充注期次和时期分析该区油气充注期次和时期(图 8).

结果显示玉北地区奥陶系油藏主要成藏期发生了两期成藏, 第 1 期发生在海西晚期 262 ~ 252 Ma 期间, 对应于第 1 幕充注; 第 2 期发生喜山晚期 12.5 ~ 0 Ma 期间, 对应于第 2 幕、第 3 幕和第 4 幕充注.

2.3 油气成藏历史及模式

玉北地区是中国石化塔里木盆地的重点勘探区域, 玉北 1 井在奥陶系鹰山组地层钻遇良好油气显. 以玉北 1 井油气藏为例解剖典型油气藏, 玉北 1 井位于麦盖提斜坡南缘玛南构造带, 晚加里东期-海西早期地层总体呈北倾, 构造带及以南地区上奥陶统一泥盆系被剥蚀殆尽, 下奥陶统碳酸盐岩上部形成表生岩溶型储层, 寒武系一下奥陶统内幕溶蚀孔洞型储层发育, 玛南断裂可能已有活动. 麦盖提斜坡寒武系烃源岩已进入生油期, 油气自北向南运移, 一部分可能在玛南构造带聚集. 海西晚期麦盖提斜坡开始向南倾转化, 断裂活动进一步加强, 构造雏形形成. 麦盖提斜坡寒武-奥陶系源岩进一步演化进入主生油期和过成熟期, 油气仍由北向南运移, 一部分可能在玛南构造带玉北 1 井附近聚集. 海西期后, 区

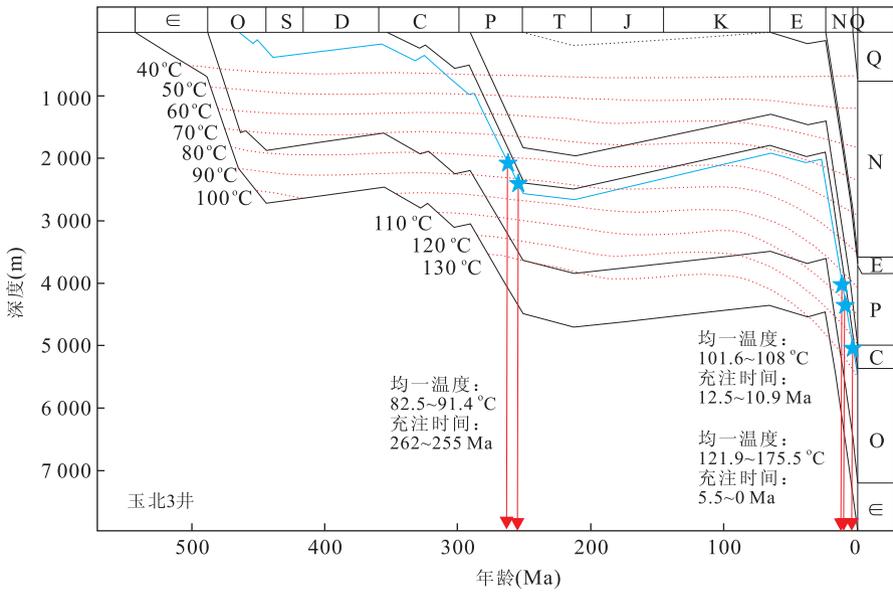


图 7 玉北地区盐水包裹体均一温度—埋藏史投影法确定油气充注年龄

Fig. 7 Hydrocarbon charging ages determined by aqueous inclusion homogenization temperature projecting on the burial historical charts in Yubei area

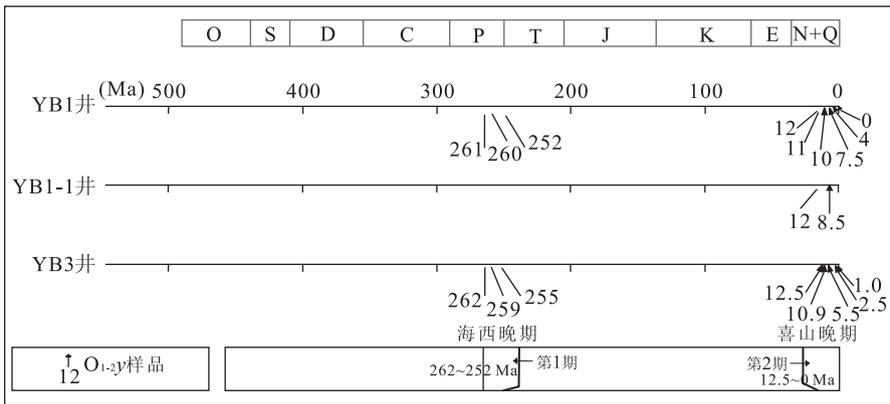


图 8 玉北地区奥陶系油气成藏期次划分和成藏时期确定

Fig. 8 The determination of hydrocarbon charging events and ages of Ordovician in Yubei area

域抬升剥蚀,该地区早期聚集的油气可能受水洗氧化、破坏,现今玉北 1 井奥陶系储层中的沥青就是该期聚集后水洗氧化残留的痕迹. 喜山晚期玛南构造带最终定型,麦盖提斜坡成为南倾斜坡,寒武—奥陶系烃源岩和早期聚集的油藏深埋进入过成熟期而产生裂解干气,向北运移充注圈闭成藏.

玉北地区有效烃源岩为下寒武统和上寒武统一下奥陶统两套烃源岩(马红强等, 2006; 吕修祥等, 2010),且发育两套储盖组合:一套是中寒武统膏盐岩盖层与下寒武统白云岩储层的储盖组合;另外一套是下石炭统巴楚组泥岩、泥灰岩盖层与中一下奥陶统风化岩溶型储层组成的不连续层间组合. 后者是玉北地区奥陶系油藏的主要储盖组合. 该区油气

运移输导系统主要为断裂系统、不整合面与储层孔一缝一洞系统,海西晚期发育的早期断裂和喜马拉雅晚期发育的晚期断裂与多个区域不整合面、多层位储层孔洞缝,构成本区立体油气输导网络. 奥陶系油藏主要有两期成藏:海西晚期和喜马拉雅晚期. 其中海西晚期油源来自于台盆区下寒武统泻湖相烃源岩,形成的油藏多被破坏(图 9);海西晚期油藏保存有好有差,后期又有调整;喜马拉雅晚期主要为气藏形成与古油藏调整期.

3 结论

(1)玉北地区油气的基本输导介质为断裂、不整

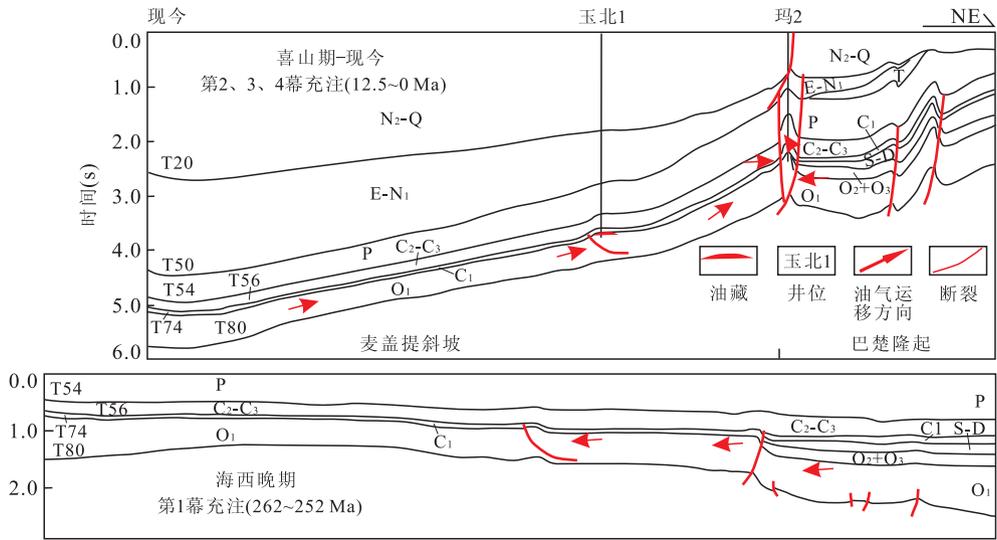


图 9 玉北地区油藏成藏模式

Fig. 9 The migration and accumulation model in Yubei area

合、输导层,玉北地区油气运移通道网络主要是上述 3 种输导要素在地质空间中以不同形式进行组合而构成的,其中玉北中部地区输导能力较强,而玉北东部地区的输导能力较差。

(2)玉北地区奥陶系油藏主要成藏期发生了两期成藏,第 1 期发生在海西晚期 262~252 Ma 期间,对应于第 1 幕充注;第 2 期发生喜山晚期 12.5~0 Ma 期间,对应于第 2 幕、第 3 幕和第 4 幕充注。其中海西晚期油源来自于台盆区下寒武统泻湖相烃源岩;喜马拉雅晚期主要为气藏形成与古油藏调整期。

References

Chen, H. H. , 2007. Advances in Geochronology of Hydrocarbon Accumulation, *Oil & Gas Geology*, 28(2) : 143—150 (in Chinese with English abstract).

Chen, S. J. , Ma, L. Y. , Fu, X. W. , et al. , 2001. Genetic Discrimination of Marine Sapropelic Type Gas in Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 22(2) : 100—101 (in Chinese with English abstract).

Fan, M. , Zheng, B. , 2001. Types of Stratigraphic-Lithologic Traps in the Maigaiti Slope. *Petroleum Geology & Experiment*, 23(1) : 38—40 (in Chinese with English abstract).

Goldstein, R. H. , 2001. Fluid Inclusions in Sedimentary and Diagenetic Systems. *Lithos*, 55(1—4) : 159—193. doi: 10.1016/S0024—4937(00)00044—X

Jiang, L. Z. , Yu, D. L. , 2003. Research on Reservoir Characteristics of Carboniferous Bioclast Limestone Member in Maigaiti Slope, Tarim Basin. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 39(3) : 428—434 (in Chi-

nese with English abstract).

Kang, Y. Z. , 2001. Geological Condition for Forming Big Gas Fields in Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 22(1) : 21—25 (in Chinese with English abstract).

Li, R. X. , Jin, K. I. , Liao, Y. S. , 1998. Analysis of Organic Inclusions Using Micro-FT, IR and Fluorescence Microscopy and Its Significance. *Geochimica*, 27(3) : 244—250 (in Chinese with English abstract).

Liu, D. H. , Lu, H. Z. , Xiao, X. M. , 2007. Oil and Gas Fluid Inclusion and Its Application in the Hydrocarbon Exploration and Exploitation. Scientific and Technologic Press in Guangdong Province, Guangzhou, 135—150 (in Chinese).

Liu, G. B. , Shi, Z. J. , She, X. Y. , 2004. Regional Tectonic Evolution and Distribution of Bachu-Maigaiti. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 31(2) : 157—161 (in Chinese with English abstract).

Lu, H. Z. , Fan, H. R. , et al. , 2004. Fluid Inclusion. Science Press, Beijing, 1—8 (in Chinese).

Lü, X. X. , Yang, H. J. , Bai, Z. K. , et al. , 2010. Hydrocarbon Exploration Prospects in the East Section of the Maigaiti Slope in the Tarim Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 32(6) : 521—526 (in Chinese with English abstract).

Ma, H. Q. , Wang, S. Y. , Lin, J. , 2006. Hydrocarbon Migration and Accumulation Characteristics in the Bachu-Maigaiti Area of the Tarim Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 28(3) : 243—248 (in Chinese with English abstract).

Munz, I. A. , 2001. Petroleum Inclusion in Sedimentary Ba-

- sins; Systematics, Analytical Methods and Application. *Lithos*, 55(1-4): 195-212. doi:10.1016/S0024-4937(00)00045-1
- She, X. Y., Shi, Z. J., Liu, G. B., 2003. Pathway System of Oil and Gas Migration in Bachu-Maigaiti Area. *Oil & Gas Geology*, 24(4): 346-350 (in Chinese with English abstract).
- Wang, J., Zhao, X. K., Li, K., et al., 2012. Evolution and Its oil and Gas Significance in Manan Fault of Markit Slope. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 19(1): 27-31 (in Chinese with English abstract).
- Wu, L. M., 2010. The Study of Tectonic Evolution and Evaluation of Advantage Ordovician Reservoirs in Bachu-Markit Area (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Yang, M. H., Jin, Z. J., Lv, X. X., et al., 2007. Basement-Involved Transpressional Structure and the Formation of the Bachu Uplift, Tarim Basin, Northwestern China. *Acta Geologica Sinica*, 81(2): 158-164 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, W. H., Zha, M., Qu, J. X., 2003. The Type and Configuration of Petroleum Transportation System. *Xinjiang Petroleum Geology*, 24(2): 118-120 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X. J., Wang, Y. H., Ma, L. K., et al., 2006. Novel Progress of Upper Carboniferous Study in West Section of Margeti Slope, Tarim Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 27(1): 56-58 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Z. P., Liu, S. L., Yang, Z. Y., et al., 2011. Tectonic Evolution and Its Petroleum Geological Significances of the Maigaiti Slope, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 32(54): 909-919 (in Chinese with English abstract).
- 100-101.
- 范明, 郑冰, 2001. 麦盖提斜坡地层-岩性圈闭类型. *石油实验地质*, 23(1): 38-40.
- 蒋凌志, 于德龙, 2003. 塔里木盆地麦盖提斜坡石炭系生屑灰岩段储层特征研究. *北京大学学报(自然科学版)*, 39(3): 428-434.
- 康玉柱, 2001. 塔里木盆地大气田形成的地质条件. *石油与天然气地质*, 22(1): 21-25.
- 李荣西, 金奎励, 廖永胜, 1998. 有机包裹体显微傅立叶红外光谱和荧光光谱测定及其意义. *地球化学*, 27(3): 244-250.
- 刘德汉, 卢焕章, 肖贤明, 2007. 油气包裹体及其在石油勘探和开发中的应用. 广州: 广东科技出版社, 135-150.
- 刘高波, 施泽进, 余晓宇, 2004. 巴楚-麦盖提的区域构造演化与油气分布规律. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 31(2): 157-161.
- 卢焕章, 范宏瑞, 倪培, 等, 2004. 流体包裹体. 北京: 科学出版社, 1-8.
- 吕修祥, 杨海军, 白忠凯, 等, 2010. 塔里木盆地麦盖提斜坡东段油气勘探前景. *石油实验地质*, 32(6): 521-526.
- 马红强, 王恕一, 蔺军, 2006. 塔里木盆地巴楚-麦盖提地区油气运聚与成藏. *石油实验地质*, 28(3): 243-248.
- 余晓宇, 施泽进, 刘高波, 2003. 巴楚-麦盖提地区油气成藏的输导系统. *石油与天然气地质*, 24(4): 346-350.
- 王晶, 赵锡奎, 李坤, 等, 2012. 麦盖提斜坡玛南断裂演化及其油气意义. *断块油气田*, 19(1): 27-31.
- 吴礼明, 2010. 巴-麦地区构造演化及奥陶系储层有利区带评价研究(硕士学位论文). 北京: 中国地质大学.
- 杨明慧, 金之钧, 吕修祥, 等, 2007. 塔里木盆地基底卷入扭压构造与巴楚隆起的形成. *地质学报*, 81(2): 158-164.
- 张卫海, 查明, 曲江秀, 2003. 油气输导体系的类型及配置关系. *新疆石油地质*, 24(2): 118-120.
- 张现军, 王月华, 玛丽克, 等, 2006. 塔里木盆地麦盖提斜坡西段上石炭统研究新进展. *新疆石油地质*, 27(1): 56-58.
- 张仲培, 刘士林, 杨子玉, 等, 2011. 塔里木盆地麦盖提斜坡构造演化及油气地质意义. *石油与天然气地质*, 32(54): 909-919.

附中文参考文献

- 陈红汉, 2007. 油气成藏年代学研究进展. *石油与天然气地质*, 28(2): 143-150.
- 陈世加, 马力宇, 付晓文, 等, 2001. 塔里木盆地海相腐泥型天然气的成因判识. *石油与天然气地质*, 22(2):