

文章编号: 0253-2697(2009)02-0159-09

高海拔与超深地层石油地质若干问题

胡见义 吴因业 张 静

(中国石油勘探开发研究院 北京 100083)

摘要: 海平面以上 0~5 km 的高海拔地层和埋藏 5~10 km 的超深地层,应是油气勘探的潜在领域,但在其石油地质理论和技术方面有很多问题需要探讨。在高海拔地区(如青藏区),新构造运动对石油地质层系和古油藏的改造和影响很大,并且高海拔油气藏的保存条件也非常严苛。超深层常常分布在中国陆相盆地,其沉积速率大、沉积岩厚度大,加之多构造层叠加,致使超深层常对应于成岩中晚期和深埋阶段(温度高于 175℃,压力大于 100 MPa)。中国超深层优质碎屑岩储层受沉积期特征、深埋时间因素(即成岩过程很长,深埋时间较短)、流体承压程度和次生溶蚀作用的控制。深层与超深层优质碳酸盐岩储层的形成主要依赖于白云石化作用以及白云岩的岩溶改造作用。

关键词: 陆相盆地;高海拔地层;超深层;碎屑岩储层;碳酸盐岩储层;白云石化作用;岩溶

中图分类号: TE111

文献标识码: A

Discussion on petroleum geology theory for high-elevation and ultra-deep formations

HU Jianyi WU Yinye ZHANG Jing

(PetroChina Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: There are the potential domains for oil and gas exploration in the areas with the elevation of 0~5 km and the deep formations of 5~10 km in depth, where some petroleum geology theories and technologies require to be studied. The modification effect and influence of the neotectonic movement on the oil-bearing formations and palaeo-reservoirs are more profound in the high-elevation areas such as Qiangtang Basin and the north part of Qinghai-Tibet area, so the preservation of oil reservoirs is rigorous. The burial depth of ultra-deep reservoirs is normally 5~10 km in the non-marine basins characterized with rapid deposition, thick sedimentary rock and multiple structural layers, which corresponds to the late stage of diagenesis and deep burial period (with temperature and pressure higher than 175℃ and 100 MPa, respectively). The development of high-quality clastic reservoirs in ultra-deep formations of China is controlled by deposition, the duration of deep burial (long-term diagenesis and short-term deep burial), the pressurization of fluid and secondary dissolution. The generation of high-quality carbonates reservoirs in the deep and ultra-deep formations mainly depends on dolomitization and dolomite karst.

Key words: non-marine basin; high-elevation formation; ultra-deep formation; clastic reservoir; carbonate reservoir; dolomitization; karst

一百多年来,油气勘探的主要地质理论认为,油气流体基本上赋存于低于海拔零度(即海平面)的负向地质构造沉积单元,生排烃的油窗主要位于成岩作用早中期, $R_o \leq 2\%$, 温度为 50~100℃(最高可达 150℃), 压力为 30~100 MPa, 因此油田一般埋深于 3 000 m 及以上地层。按 Klemme 20 世纪 70 年代的统计,在当时全球已探明可采石油储量中,埋深小于 2 km 的占 48%,埋深 2~3 km 的占 43%,埋深大于 3 km 的占 9%。虽然随着科技进步,近 20 年来在 3~5 km 深度已发现许多油田,但主要优势储量仍分布于约 3 km 的深度。天然气田的深度分布区间要大一些,一般在

4 km 以上。这与主生排烃深度区间是吻合的,也就是说,勘探发现油气田的深度区间大体上在 4~5 km 以上。因此,海平面以上 0~5 km 的高海拔地层和埋藏 5~10 km 的超深地层,是油气勘探的潜在领域,但其石油地质理论和技术方面的很多问题需要探讨^[1-3]。

1 高海拔地区石油地质领域及理论探讨

高海拔地区(海平面以上 0~5 000 m)的石油地质问题主要是指位于海拔零度线以上的地层赋存油气藏的条件。如青藏高原(包括南至喜马拉雅山,北到祁连

山,西为喀喇昆仑山,东至横断山脉的广大地区,面积约 $260 \times 10^4 \text{ km}^2$,一般海拔为 $4\,700 \sim 5\,200 \text{ m}$ (图 1),

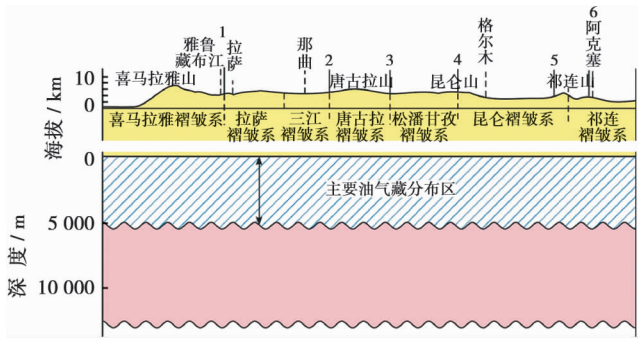


图 1 油气藏主要分布示意图

Fig. 1 Sketch map of oil and gas pools distributed in different altitude

元古界—古生界地层已经历不同程度的变质作用,主要石油地质研究对象为中生代盆地(图 2)。青藏高原三叠系—侏罗系主要为海相沉积,中生代末至新生代整个地区处于隆升状态,第三纪一些中小盆地为陆相沉积。喜马拉雅新构造运动使其在第四纪时期隆升达 $5\,000 \text{ m}$,中生界盆地地层绝大部分处于高海拔状态。另外,柴达木第三系盆地的地层也处于高海拔

状态。

油气藏一般形成于沉积盆地海拔零点以下的负向单元区域,这是石油地质学基础的一个重要论点。油气藏形成并存在于海拔零点以上的正向区域,石油地质学对此涉足不多或尚待理论的进展。在流体(油、气、水)所在层位处于高海拔区的情况下,地层压力(地层静水柱压力)呈负值。也就是说,如果油气水层位于海拔 $1\,000 \text{ m}$ 的部位,其地层压力应为 -10 MPa ;海拔 $3\,000 \text{ m}$ 的状态下,地层压力为 -30 MPa 。

流体位于高海拔区且其地层压力为负值时,流体动力系统呈开启状态(特别是在流体所在层位与上部潜水或地表水系有某种联系的情况下,地下流体动力系统处于高度开启状态),油气大量外溢和扩散,给封闭或圈闭提出了极严格的条件。青藏地区已发现的油气藏大部分位于海拔零点以上,油气藏形成与保存面临严格的条件制约^[4-6]。

1.1 高海拔油气藏的自我封闭系统

已发现的位于高海拔区的油气藏在形成时处于负向沉积单元,在喜马拉雅晚期短暂的地质时间内,地壳陡升数千米,一方面地层遭受较大程度的剥蚀,同时使已形成或正在形成的油气藏上升到高海拔区。

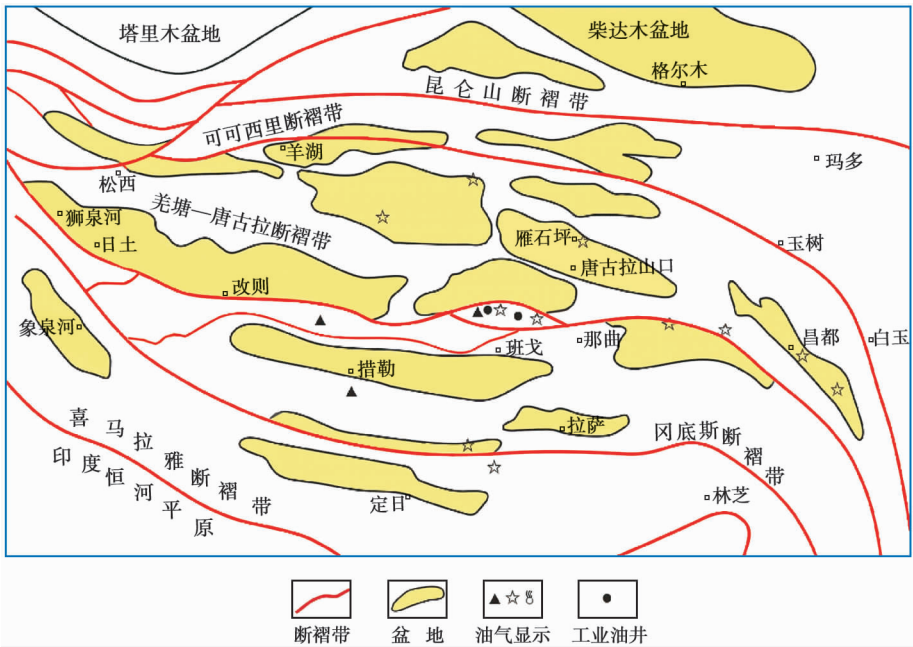


图 2 青藏中生代沉积盆地分布(据顾树松等)

Fig. 2 The distribution of Meso-Cenozoic sedimentary basins in Tibet-Qinghai area(After Gu Shusong et al)

例如,西藏伦坡拉盆地现今海拔约 $4\,600 \sim 4\,700 \text{ m}$ (图 3),油藏埋深为 $100 \sim 2\,000 \text{ m}$,主力油层埋深约 $1\,800 \text{ m}$ (相当于海拔 $3\,000 \text{ m}$),实测地层压力为 $10 \sim 11 \text{ MPa}$ 。喜马拉雅晚期地壳隆升,使该地区剥蚀厚度达 $2\,600 \text{ m}$,油藏达到现今海拔高度,

但地层压力只比隆升前的 18 MPa 损失了 40% 。这表明油藏虽然处于一定的油气溢散过程中,但仍有一定的封闭程度。

再如,柴达木盆地尕斯库勒油田,第三系浅层油藏原始埋深为 $1\,900 \text{ m}$,喜马拉雅晚期地壳抬升,致使现

今油层中部深度为 1860 m(相当于海拔 1130 m),但仍保持抬升前的原始地层压力 19 MPa,油气层基本保存完好。深层油藏油层中部深度 3350 m(海拔约 -600 m),实测地层压力为 59 MPa,约相当于地层抬升前的地层压力,油藏目前也保存完好。

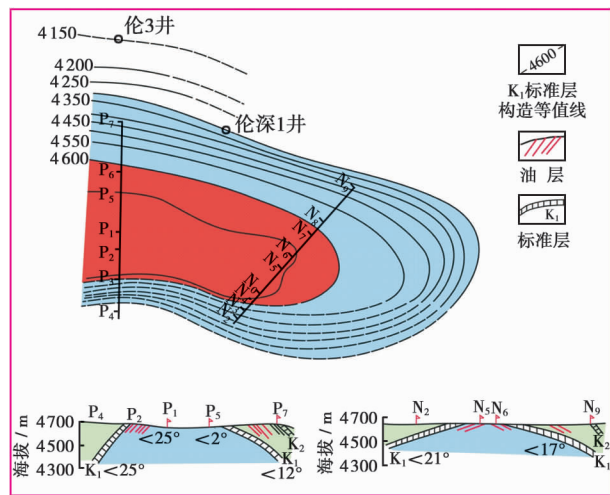


图3 西藏伦坡拉盆地的古油藏(据西藏地质局第四地质大队)

Fig.3 The palaeo-reservoirs in Luntola Basin of Tibet
(After the forth team of Xizang Geology Bureau)

上述实例可以说明:①油藏形成以后,地壳发生了很大幅度的陡升,但原始流体压力系统在较短的地质历史过程中,仍具有很好或一定的封闭性;②主要石油地质层系(始一渐新统及中新统)为干燥条件下内陆咸水沉积,广泛发育泥岩、钙质泥岩和盐岩。其中始一渐新统多为暗色厚层烃源岩。砂岩—砂砾岩体多为冲积砂—砾岩锥体,并且镶嵌在泥质烃源岩以及盐岩—芒硝等化学岩类中,组成封闭良好的生储盖组合;③第四系地层很发育,沉积厚度可以达到 2000~3000 m,主要为山麓冲积扇砂砾岩,向盆地内部变为灰色—灰黄色泥岩、盐岩及部分砂岩。水文地质条件除山麓区有水交替带外,盆地大部分地区处于水文停滞带。大部分第三系地层水更处于停滞封闭区带。如冷湖油田 514 井 N_1-E_3 油层埋深为 500~600 m(海拔 2200 m),地层水总矿化度为 350 g/L,水型为 $CaCl_2$ 型;油泉子油田 27 井 N_2^{1-2} 油层埋深为 280~430 m(海拔 2500 m),地层水总矿化度为 300 g/L,水型为 $CaCl_2$ 型。

封闭停滞的流体系统基本不参与区域地表潜水水动力承压系统,油气藏基本或一定程度维持原有的水文地质封闭系统。

1.2 古油藏封闭性的破坏和影响

地壳剧烈抬升后,油气藏封闭性会不同程度降低,发生不同程度的原油生物降解、原油稠化和天然气的

扩散。青藏高原许多盆地沿断层和裂缝出露古油层,地表沥青脉和沥青砂分布比较普遍,均表明经历过强烈的油气散失和严重的生物降解。如西藏的伦坡拉盆地,油气藏原油氧化、生物降解严重,为重质高黏油,相对密度达 0.97~0.98,沥青质与非烃含量达 50%~70%,部分原油已经演变成为沥青。

1.3 高海拔地区圈闭的油气溢散与充注

在新构造活动的频繁作用下,高海拔地区的油气溢散与充注可以分为两种情况:①古油气藏不断发生溢散,造成破坏,同时也为新的圈闭油气充注提供烃源;②在新构造活动强烈作用下,高海拔地区同时发生强烈的生烃过程和扩散过程,油气及时充注或充注强度大于溢散强度,则油气可以聚集,在充注与溢散过程中形成动态油气藏,典型的实例是柴达木盆地的三湖凹陷涩北气田。

三湖凹陷主要为第四系巨厚(厚度 3200 m)的高山湖沼相沉积(其中暗色腐殖质气源岩厚度达 1600 m),沉积时间只延续了近 3Ma,湖泊消亡于距今 0.02Ma 前。涩北气田具有如下特征:①气源岩远未成熟,正在生气过程中。所取烃源岩岩心出筒后仍在冒气溢散,岩石为软泥岩,仍处于成岩压实过程中,岩心经生化细菌发酵试验日产气量大大高于泥炭和褐煤。泥岩烃源岩平均孔隙度约为 26%,烃源岩也是封盖层,其突破压力比气层地层压力高 0.3~0.5 MPa,造成一定的排烃压差。涩北气田群地面海拔约为 2600~3000 m,气层埋深 65~1380 m。②已发现天然气一般聚集在低幅度构造圈闭中。泥岩盖层和气层的岩心中均有大量天然气溢出,说明在高海拔条件下气藏进行着强烈的溢散过程,同时生气过程也强烈进行,从而使气藏天然气聚集并且得以保存。因此气源的连续充注是高海拔地区气藏形成的重要条件。

青藏高原的地质历史背景和少数盆地油气藏勘探与认识表明,高海拔地区油气藏存在较大的远景,同时也带来石油地质学尚待解决的理论问题和挑战^[7-11]。

2 超深层碎屑岩储层的形成机理

超深层是指地下 5~10 km 的范围,在该深度段沉积岩石大多处于成岩作用中晚期。传统认识认为在成岩作用中晚期并超出油气生排烃与聚集最佳层段(在 5~10 km)是很难形成油气藏的。这时烃源岩处于高一过成熟阶段,同时生排烃机制由于岩石致密的影响而受到很大制约,而储层多为致密或物性很差的岩石。因此在烃源岩存在(在石墨化阶段前)的前提下,储层的存在与否是油气藏形成的关键问题。

2.1 影响碎屑岩优质储层分布的沉积因素

中国含油气盆地碎屑岩储层性质是决定勘探前景的重要因素,其控制因素十分复杂。超深层储层基本上处于中成岩到晚成岩阶段,压实、压溶、胶结作用导致了孔隙的减小,而破裂、溶蚀交代作用又改善了储层的储集性能。次生溶孔及少量残余粒间孔是其主要储集空间,也可以存在少量裂缝。但是,影响碎屑岩优质储层分布的主要因素是沉积相的分布以及岸线迁移对砂体分布的控制作用。

如塔里木盆地石炭系东河砂岩,在空间上呈楔形,向陆或局部高点超覆尖灭,向海逐渐相变为海相泥岩和碳酸盐岩。其上覆海相泥岩,向下与海侵—强制海

退体系域的东河砂岩侧向相连,形成良好的岩性地层圈闭。东河砂岩沉积期间,其滨岸环境以高能砂质滨岸和高能砾质滨岸居多,泥质滨岸极少见,其滨岸带的宽度可达 30~70 km。按照海岸地貌特征可将砂质滨岸和砾质滨岸划分为海岸沙丘、后滨、前滨、近滨和远滨等次级环境。海侵—强制海退体系域可以由多个准层序组组成,随着海岸线迁移,砂体呈现规律性变化。其中 SQ1 层序海侵—强制海退体系域砂体就是满西地区的重要油气储集体^[12-17]。

2.2 影响储层质量的深埋时间因素

由图 4 和图 5 可见,塔里木盆地的储层埋藏史表现为早期的浅埋和后期的快速深埋两个阶段。储层没

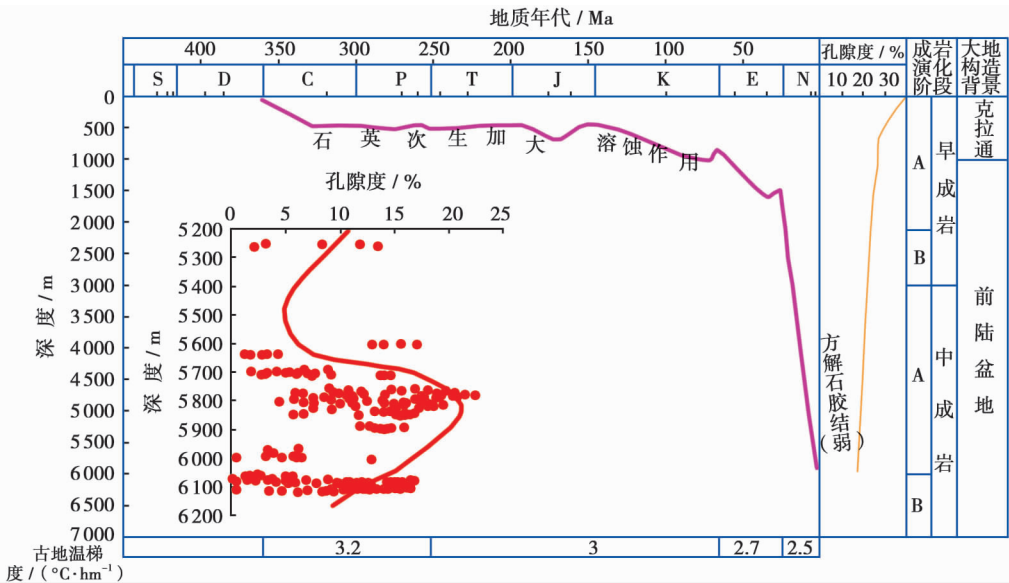


图 4 塔里木盆地石炭统储层埋藏与孔隙演化史

Fig. 4 The burial history and porosity evolution of the Lower Carboniferous reservoirs in Tarim Basin

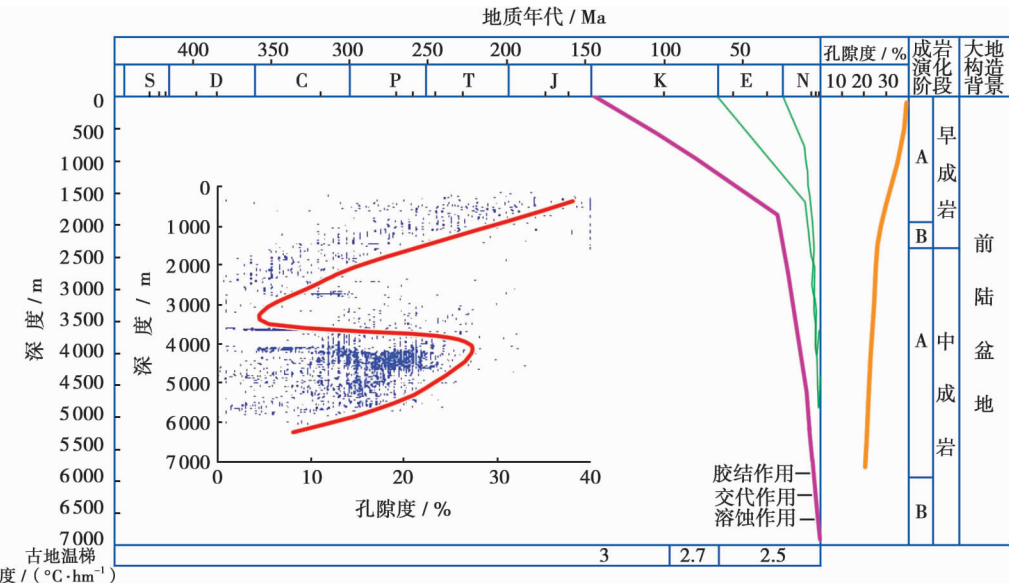


图 5 塔里木盆地陆相砂岩储层埋藏与孔隙演化史

Fig. 5 The burial history and porosity evolution of the non-marine sandstone reservoirs in Tarim Basin

有经历很长的深埋地质时间,从而得以保存较好的原生孔隙;后期进入快速深埋阶段,又为次生孔隙的形成提供了条件。海相下石炭统储层和陆相白垩系储层都主要处于中成岩 A 阶段,在较长的浅埋地质历史中,主要经历了早期压实作用、胶结交代作用及部分溶蚀作用。古近纪以后,由于后期的快速深埋作用,不仅残存了早期的混合孔,而且还发育有次生孔隙。

当烃类注入储层后,对成岩作用的抑制和孔隙的保存具有很大的作用。塔中地区中—上奥陶统 98~110℃是成岩体系中有有机酸大量形成并对储层产生极大影响的强化学成岩带,酸性水从外部进入砂体会带来很多处于溶解状态的酸溶物质,加上有机酸与砂体反应过程中进入流体的组分再沉淀,往往形成很多自生矿物而使孔隙堵塞。但就在强化学作用同时,由于

油气的注入原生粒间孔才得以保存下来。

在准噶尔盆地南缘侏罗系,深埋作用使储层很快变差,进入成岩作用中晚期,形成致密储层(图 6)。压实及压溶作用主要表现为颗粒之间的线状、凸凹和缝合接触关系。压溶作用一方面使颗粒进一步紧密接触,另一方面溶出物质沉淀充填粒间孔或为石英加大及硅质胶结提供大量硅质,所以对储层的发育更为不利。压实作用对原生孔隙破坏较为显著,对柔性颗粒大于 10% 的砂岩,压实作用可使原生孔隙减少至 5% 左右,而岩屑石英砂岩则可减少至 6%~12%。当有早期胶结物时,压实作用受到抑制^[18]。早期溶蚀孔多为高岭石等所充填;晚期溶蚀孔仍可保留,一般小于 5%,为粒边孔、粒内孔、颗粒铸模孔等,孔隙形态复杂,分布不均。

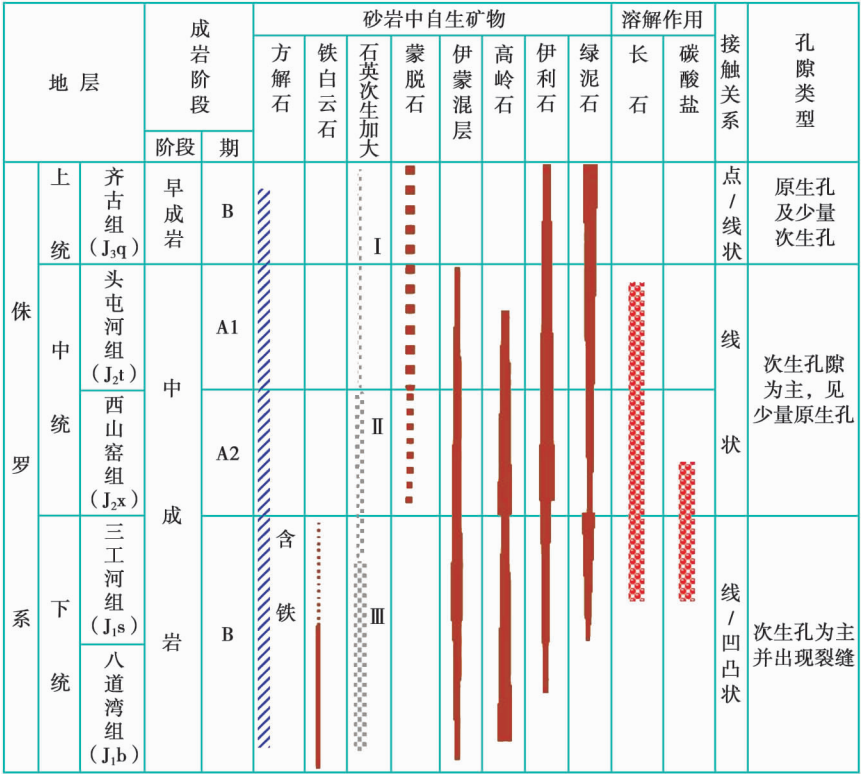


图 6 准噶尔盆地南缘砂岩成岩作用特征

Fig. 6 Diagenetic feature of sandstone in southern margin of Junggar Basin

2.3 流体承压程度对储层的影响

储层孔隙体系中,可以划分出 3 种承压情况:即全基质支撑压力、基质和流体共同支撑压力和流体单独支撑压力。

在基质支撑的情况,压力可以导致颗粒的破碎和微孔隙的产生。

对于流体支撑的情况,往往导致异常压力,并常常与高矿化度水体系有关。这时,总矿化度常常大于 200 g/L,盆地主要地区为 CaCl₂ 水体系类型,仅边缘

为 NaHCO₃ 水体系类型,甚至可为高浓缩水体系。

异常高压对储层储集性能有着积极的影响,一方面异常高压能够阻滞压力系统内流体的运动,减缓或抑制成岩作用,使储集层保留较大的孔隙空间;另一方面,异常高压可支撑部分上覆岩体的荷重,减小地层的有效应力,使储集空间得以保存。此外,异常高压作用下形成的微裂缝不仅增加了储集空间,重要的是改善了高压系统内部储集层的连通性,大大增强了储集层的渗透性能。

2.4 优质储层与次生溶蚀作用

优质储层与次生溶蚀作用关系密切。仍以塔里木盆地为例^[19-21],在薄片或在电镜下观察的溶蚀特征往往发生在黏土、石英自生加大边和石英、长石等颗粒中,而碳酸盐类的胶结物(包括碳酸盐岩碎屑)均无溶蚀痕迹。

砂体中溶蚀现象与其强度具有非均质性,最早期是以溶蚀长石(正长石)等颗粒为主,晚期则以溶蚀石英加大边、石英等碎屑颗粒边缘和黏土矿物为主。在溶蚀的背景下可以将其分为两类:①在单一黏土膜胶结层中发生的微度溶蚀现象,其特征是黏土膜呈残余状,裸露的颗粒边呈模糊和齿状;②在石英颗粒多具有Ⅱ—Ⅲ级自生加大的砂层中发育的中度溶蚀现象,其特征是除了溶蚀部分颗粒边缘和相对颗粒较小的岩屑(呈残余状)外,石英加大边也有被溶蚀呈非连续脱落的现象。尽管前者溶蚀强度不及后者,但前者的粒间孔隙在溶蚀作用下是一种净增扩大的变化,而后者从溶蚀的空间位置上看,溶蚀与析出似乎相等,对孔隙的净增无意义。

总之,由于受地质深埋时间因素、流体承压程度和地质历史中成岩次生孔隙演化等多种因素的控制,埋深大于5 000 m的超深层依然存在有优质碎屑岩储层。这种油气储集体是油气勘探的重要目标,相信随着科技的进步,会不断有超深层领域的油气新发现。

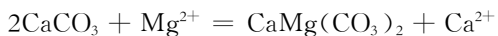
3 深层、超深层碳酸盐岩良好储层的形成

碳酸盐岩储层包括灰岩储层和白云岩储层。在深埋条件下,白云岩的储集性能多优于灰岩的储集性能,是深部碳酸盐岩储层的主要类型。

3.1 深部优质白云岩储层的形成

3.1.1 白云石化作用对岩石物性的改善机理

白云石化作用是白云石交代方解石的作用,是成岩介质中 Mg^{2+} 逐渐置换方解石晶格中 Ca^{2+} ,并最终形成白云石晶体的过程。其化学反应式如下:



在此过程中,由于离子半径较小的 Mg^{2+} 置换方解石晶格中离子半径较大的 Ca^{2+} ,从而使新生晶体的晶形变好、体积对方解石缩小。理论上,由方解石转化为白云石最多可缩小14.81%的体积,即所谓的“减体积效应”,由此产生的多面体晶间孔使岩石的孔隙度增大。因此,白云石化作用是形成晶间孔的重要作用。此外,白云岩抗压能力强,其孔隙度随埋深加大而减小的程度比灰岩的要低,晶间孔形成后在深埋环境中仍可保存良好。大量勘探实践表明,深部碳酸盐岩储

层主要是由白云岩构成的。如墨西哥 Sureste 盆地埋深超过5 000 m的油气藏中,绝大部分油气藏的储层是白云岩,只有少部分为灰岩。

白云岩储层的形成与演化是一个复杂的多种因素综合作用的过程。影响白云岩晶间孔发育程度的最重要的因素是白云岩的岩石结构特征,其次为原岩沉积环境和白云岩的成因类型。

地表或近地表环境中形成的准同生白云岩常由于晶体成核快、白云石化作用程度过高等因素而导致晶粒细小、形态不规则、晶间孔欠发育。但经历了溶蚀、破裂等作用的改造后也可能成为好储层。这类白云岩多与蒸发台地相关,一般规模较大,分布面积广,成层性好。

在埋藏条件下形成的白云岩由于白云石化流体浓度相对较低,晶体成核慢,形成的白云石较粗大,自形程度高,晶体在相互接触后生长受到抑制^[22],因而易于发育晶间孔而成为好储层[图7(a)和图7(b)]。高能沉积相带中的颗粒灰岩及礁灰岩是这类白云岩最常见的原岩类型。另外一种可能成为优质储层的白云岩是热液成因的白云岩(主要指构造热液白云岩)。该类白云岩是富镁热水在温度和压力升高的埋藏条件下,沿拉张断层或转换断层(断裂系统)上升,遇到渗透性差的隔挡层后侧向侵入到渗透性好的灰岩围岩中形成的白云岩,其孔洞往往较发育。目前,构造热液白云岩已成为许多国家和地区油气的主力储集层,有着广阔的勘探前景^[23]。

3.1.2 白云岩的后期改造对岩石物性的改善机理

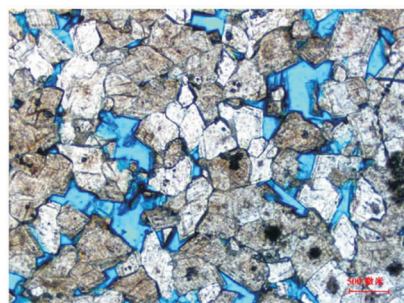
溶蚀和破裂作用是在白云岩中形成除晶间孔以外的溶蚀孔洞和裂缝的决定性作用,不仅可以在原有基础上增加更多的储集空间,同时也是一部分结构较致密的白云岩成为储层的关键。由于成分和结构的差异,相对于灰岩而言,白云岩在经历后期改造后往往更有利于储层的发育。

与灰岩相比,在质纯、层厚、结构均匀的白云岩中,岩石的基质孔隙渗透性较好,溶蚀流体主要以散流或漫流的方式沿晶间孔均匀扩散溶蚀,导致整体化的岩溶作用。在表生条件下,风化壳岩溶对白云岩的改造虽然不会形成类似于灰岩的大型缝洞,但整体化的岩溶作用可使整个岩体均匀地溶蚀分解,在岩心上常表现为孔洞非常发育的蜂窝状。埋藏环境同样有利于白云岩的溶蚀。模拟实验表明,在深部高温高压条件下,白云岩比灰岩更易溶解,更易形成次生孔洞^[24]。

孔洞形成后的保存对储层发育至关重要。白云岩溶蚀孔洞的保存情况比灰岩的要理想得多。塔里木盆地很多白云岩虽然处于5 000 m以下的深埋环境,但由

风化壳岩溶或埋藏溶蚀形成的孔洞仍保存良好,充填程度低[图 7(c)和图 7(d)]。在四川盆地 6 000 m 深处也发现了大量孔隙度超过 20% 的白云岩。这在深埋灰岩中是较为少见的。此外,在较大埋深处,白云岩还比灰岩更容易产生开启的有效裂缝系统。

综上所述,白云岩既可以发育大量晶间孔,又容易形成溶蚀孔洞和裂缝。孔、洞、缝的发育受白云岩埋藏深度的制约并不明显,且形成后保存情况良好。在深埋条件下,白云岩远比灰岩具备更为优越的储集性,是一类重要的深部优质储层。



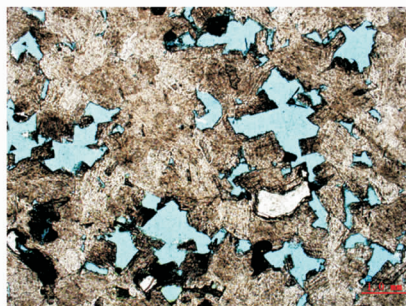
(a) 中—粗晶白云岩,晶间孔发育,英买 4 井,5 133.29m,铸体薄片,单偏光



(b) 中—粗晶白云岩,晶间孔发育,塔中 243 井,5 719.05m,岩心照片



(c) 风化壳孔洞白云岩,英买 6 井,5 472m,岩心照片



(d) 埋藏溶蚀孔洞白云岩,塔中 243 井,5 726m,铸体薄片,单偏光

图 7 塔里木盆地地下奥陶统晶间孔与溶蚀孔洞发育的深埋白云岩

Fig. 7 The deeply buried dolomite with pores and cavity in Lower Ordovician of Tarim Basin

3.2 中国深部优质白云岩储层的勘探进展

中国含油气白云岩储层主要分布在四川、塔里木和鄂尔多斯三大盆地,包括四川盆地震旦系灯影组,石炭系黄龙组,二叠系长兴组,三叠系飞仙关组、嘉陵江组和雷口坡组;塔里木盆地寒武系一下奥陶统以及鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组。

近年来,随着勘探的深入,国内在 4 500m 以下的深层白云岩中相继发现了多套优质储层,其中不乏大型气田。目前,国内深层、超深层白云岩储层的发现主要集中在四川盆地和塔里木盆地。

川东北地区是四川盆地一个重要的油气聚集带,其深部礁滩白云岩的油气勘探取得了重大突破,显示了该区深层白云岩广阔的勘探前景。在环开江—梁平海槽台地边缘带下三叠统飞仙关组和上二叠统长兴组的部分埋藏白云岩中,晶间孔非常发育,溶蚀现象也很普遍,优质储层以飞仙关组砂糖状残余鲕粒中—粗晶白云岩为代表。埋深较大的七里北气田即以该类白云岩为主力储层。如七里北 1 井,残余鲕粒白云岩在

5 700~5 900 m 的埋深下仍具有高达 15%~20% 的孔隙度和 $23.71 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的平均渗透率,测试产气量达到 $83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ [25]。

普光气田是我国“十五”期间的一个重要发现。其主要含气层段飞仙关组和长兴组,目前的埋藏深度约为 4 800~5 800 m。其储层为白云岩,主要包括鲕粒白云岩、结晶白云岩、砂砾屑白云岩和海绵礁白云岩。储层段孔隙度平均为 8.11%,Ⅰ类和Ⅱ类储层的厚度占总储层段厚度的 64%,部分钻井的Ⅰ类储层厚度近 100 m,有效储层的连续厚度大于 300 m [26]。由于该区具备较好的生烃和保存条件,因此,深部优质白云岩储层的发育是该大气田形成的关键。

在塔里木盆地,孔洞白云岩埋深在 4 500~6 500 m 的情况相当普遍。除巴楚地区和塔中地区的个别位置外,台盆区寒武系一下奥陶统白云岩的埋深多在 5 000 m 以下。优质储层类型主要有砂糖状中—粗晶白云岩、残余砂屑白云岩和风化壳岩溶孔洞型白云岩。塔中地区的部分砂糖白云岩和残余砂屑白云岩埋深已近

6 000 m,但大量晶间孔和晶间溶孔仍保持完好。在牙哈地区,孔洞发育的风化壳白云岩和内幕白云岩的埋深也多在 5 900~6 300 m 的范围内[图 8(a)]。

塔河油田塔深 1 井的超深层白云岩还发育有大量溶蚀孔洞[图 8(b)和图 8(c)],测井与岩心孔隙度均大于 10%。

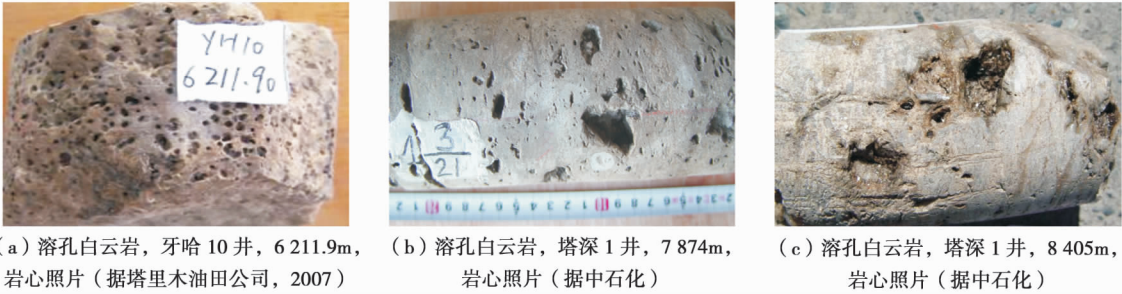


图 8 塔里木盆地上寒武统孔洞发育的超深层白云岩

Fig. 8 The ultra-deeply buried dolomite with pores and cavity in Upper Cambrian of Tarim Basin

与塔里木盆地寒武系一下奥陶统白云岩储层相匹配的有良好的烃源条件、输导体系、有效盖层和后期较为稳定的构造环境。目前,已在英买力、塔中和巴楚地区发现了一批下古生界以白云岩为储层的潜山型和内幕型油气藏。此外,超深层白云岩中也不乏油气显示。在塔深 1 井 6 800~7 358 m 井段白云岩中,上寒武统实钻油气显示为 13 层 62.1 m^[27]。

气田嘉二气藏、五百梯气田和靖边气田的主力储层。埋藏成因白云岩储层的勘探领域有待扩大。四川盆地长兴—飞仙关组的部分鲕滩和礁白云岩、鄂尔多斯盆地马家沟组马四段白云岩以及塔里木盆地上寒武统一下奥陶统的部分白云岩属埋藏成因,都具有较大的勘探前景。

参 考 文 献

总体而言,塔里木盆地深层白云岩的勘探程度尚较低。中寒武统被膏盐层封盖的盐下白云岩、中-上寒武统一下奥陶统潜山白云岩及上寒武统一下奥陶统巨厚的内幕白云岩都有十分可观的油气资源。此外,新近在塔东地区和露头区还发现了大量热液成因的白云岩,预示着塔里木盆地也具备热液白云岩储层发育的条件。可见,塔里木盆地下古生界深层白云岩是一个颇具潜力、值得大力探索的领域。

3.3 深部白云岩储层勘探前景展望

目前我国深层、超深层油气藏的探明率远远低于中、浅层油气藏的探明率,深部已成为增储上产的重要领域之一。国内外勘探实践证明,在深部碳酸盐岩中,能够大规模作为储层的主要是白云岩。我国深层油气资源丰富,白云岩分布广泛。从已有的勘探成果来看,深部白云岩中天然气资源量可观,且油气勘探潜力巨大,加大深层、超深层白云岩的研究与勘探力度是未来发现更多的油气,特别是天然气资源的一个重要途径。

[1] 蒂索,威尔特.石油形成与分布[M].郝石生,译.北京:石油工业出版社,1982.
Tissot B P,Welte D H. The genesis and distribution of oil[M]. Translated by Hao Shisheng. Beijing:Petroleum Industry Press, 1982.

[2] 胡见义,黄第藩,徐树宝,等.中国陆相石油地质理论基础[M].北京:石油工业出版社,1991.
Hu Jianyi,Huang Difan,Xu Shubao,et al. The foundation of China's non-marine petroleum geology theory[M]. Beijing:Petroleum Industry Press,1991.

[3] 胡见义.石油地质学理论若干热点问题的探讨[J].石油勘探与开发,2007,34(1):1-4.
Hu Jianyi. Discussion on hot spots in petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development,2007,34(1):1-4.

[4] 胡见义.石油地质学前沿和勘探新领域[M]//宋健.中国科学技术前沿:第5卷.北京:高等教育出版社,2001.
Hu Jianyi. Petroleum geological frontier and new exploration field[M]//Song Jian. Science and technology at the frontier in China:Volume 5. Beijing:Higher Education Press,2001.

[5] 赵政璋,李永铁,叶和飞,等.青藏高原大地构造特征及盆地演化[M].北京:科学出版社,2001.
Zhao Zhengzhang, Li Yongtie, Ye Hefei, et al. The structural characteristics and basin evolution of the Tibetan Plateau[M]. Beijing:Science Press,2001.

[6] 赵政璋,李永铁,叶和飞,等.青藏高原地层[M].北京:科学出版社,2001.
Zhao Zhengzhang,Li Yongtie, Ye Hefei, et al. The strata of the Tibetan Plateau[M]. Beijing:Science Press,2001.

在中国陆上的海相地层中,目前作为经济规模油气田储层的白云岩主要有与蒸发台地相关的准同生白云岩和埋藏成因的白云岩。准同生白云岩在四川、塔里木和鄂尔多斯三大盆地均有分布,是当前研究和勘探程度较高的一类白云岩储层,如四川盆地三叠系嘉陵江组白云岩、石炭系黄龙组白云岩,鄂尔多斯盆地中部奥陶系马家沟组马五段白云岩等,分别构成了磨溪

- [7] 翟光明. 中国石油地质志: 青藏油气区(卷十四)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990.
Zhai Guangming. Petroleum geology of China: Qinghai-Tibet petroliferous province (volume 14)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990.
- [8] 顾树松. 柴达木盆地东部第四系气田形成条件及勘探实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
Gu Shusong. Formation conditions of Quaternary gas fields and the exploration practice in east Qaidam Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993.
- [9] 胡见义, 郑俊章. 天然气形成与分布的自身属性[C]//中国石油地质年会学术委员会. 中国石油地质年会文集. 北京: 石油工业出版社, 2005.
Hu Jianyi, Zheng Junzhang. The intrinsic attributes of the formation and distribution of natural gas[C]//The Academic Committee of the Annual Meeting on the Petroleum Geology of China. Symposium of the Annual Meeting on the Petroleum Geology of China. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005.
- [10] 翟光明, 王建君. 对塔中地区石油地质条件的认识[J]. 石油学报, 1999, 20(4): 1-6.
Zhai Guangming, Wang Jianjun. Analysis of petroleum geology in Tazhong region[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(4): 1-6.
- [11] 胡见义, 赵文智, 窦立荣, 等. 石油地质学前缘[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
Hu Jianyi, Zhao Wenzhi, Dou Lirong, et al. The frontier of petroleum geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [12] 顾家裕. 塔里木盆地石炭系东河砂岩沉积环境分析及储层研究[J]. 地质学报, 1996, 70(2): 153-161.
Gu Jiayu. Sedimentary environment and reservoir characters of the Carboniferous Donghe Sandstone in the Tarim Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 1996, 70(2): 153-161.
- [13] 李德生. 塔里木盆地油气勘探前景[J]. 新疆石油地质, 2001, 22(2): 91-92.
Li Desheng. Oil and gas exploration potential of Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(2): 91-92.
- [14] 梁狄刚. 塔里木盆地油气勘探若干地质问题[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(3): 184-188.
Liang Digang. Several geologic problems of oil and gas exploration in Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(3): 184-188.
- [15] 贾承造, 魏国齐, 姚慧君, 等. 盆地构造演化与区域构造地质: 塔里木盆地油气勘探丛书[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
Jia Chengzao, Wei Guoqi, Yao Huijun, et al. Basin tectonic evolution and regional tectonic geology: Series on petroleum exploration of Tarim Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [16] 孙龙德, 周新源, 王国林. 塔里木盆地石油地质研究新进展和油气勘探主攻方向[J]. 地质科学, 2005, 40(2): 167-178.
Sun Longde, Zhou Xinyuan, Wang Guolin. Contributions of petroleum geology and main directions of oil-gas exploration in the Tarim Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2005, 40(2): 167-178.
- [17] 王招明, 田军, 申银民, 等. 塔里木盆地晚泥盆世一早石炭世东河砂岩沉积相[J]. 地理学报, 2004, 6(3): 289-296.
Wang Zhaoming, Tian Jun, Shen Yinmin, et al. Sedimentary facies of Donghe Sandstone during the Late Devonian to Early Carboniferous in Tarim Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2004, 6(3): 289-296.
- [18] 吴因业, 陈丽华, 等. 中国中西部前陆盆地油气储层层序地层学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 1-286.
Wu Yinye, Chen Lihua, et al. Sequence stratigraphy of oil and gas reservoirs in foreland basins of Mid-western China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 1-286.
- [19] 吴因业, 顾家裕, Cedric G, 等. 塔里木盆地满西区块强制海退体系域沉积模式[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 21-25.
Wu Yinye, Gu Jiayu, Cedric G, et al. Depositional model for forced regressive systems tract of Manxi Block in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(4): 21-25.
- [20] 吴因业, 孙龙德, 顾家裕, 等. 塔里木盆地满西地区石炭系东河砂岩沉积层序分析与储集层评价[J]. 地理学报, 2008, 10(1): 13-24.
Wu Yinye, Sun Longde, Gu Jiayu, et al. Sedimentary sequence analysis and reservoir evaluation of the Donghe Sandstone of Carboniferous in Manxi area of Tarim Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(1): 13-24.
- [21] 朱筱敏, 张强, 赵澄林, 等. 塔里木中部地区东河砂岩段沉积特征和沉积环境演变[J]. 地质科学, 2004, 39(1): 27-35.
Zhu Xiaomin, Zhang Qiang, Zhao Chenglin, et al. Sedimentary facies and environmental changes of the Donghe Sandstone in central Tarim[J]. Chinese Journal of Geology, 2004, 39(1): 27-35.
- [22] Scoffin T B. An introduction to carbonate sediments and rocks[M]. New York: Chapman & Hall, 1987.
- [23] Smith L B Jr., Davies G R. Structurally controlled hydrothermal alteration of carbonate reservoirs: Introduction[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(11): 1635-1640.
- [24] 肖林萍, 黄思静. 方解石和白云石溶蚀实验热力学模型及地质意义[J]. 矿物岩石, 2003, 23(1): 113-116.
Xiao Linping, Huang Sijing. Model of thermodynamics for dissolution of carbonate and its geological significances[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2003, 23(1): 113-116.
- [25] 赵文智, 汪泽成, 王一刚. 四川盆地东北部飞仙关组高效气藏形成机理[J]. 地质论评, 2006, 52(5): 708-717.
Zhao Wenzhi, Wang Zecheng, Wang Yigang. Formation mechanism of highly effective gas pools in the Feixianguan Formation in the NE Sichuan Basin[J]. Geological Review, 2006, 52(5): 708-717.
- [26] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 9-14.
Ma Yongsheng. Generation mechanism of Puguang Gas Field in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 9-14.
- [27] 郑和荣, 吴茂炳, 邬兴威, 等. 塔里木盆地地下古生界白云岩储层油气勘探前景[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 1-8.
Zheng Herong, Wu Maobing, Wu Xingwei, et al. Oil-gas exploration prospect of dolomite reservoir in the Lower Paleozoic of Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 1-8.