

文章编号: 0253-2697(2024)12-1728-15 DOI:10.7623/syxb202412003

# 准噶尔盆地腹部地区超压低饱和度油气成因机制与勘探意义

吴 涛<sup>1</sup> 李 军<sup>2,3</sup> 闫文琦<sup>1</sup> 董桂彤<sup>1</sup> 赵靖舟<sup>2,3</sup> 曾德龙<sup>1</sup> 尚晓庆<sup>2,3</sup>  
徐泽阳<sup>2,3</sup> 吾尔妮萨罕·麦麦提敏<sup>2,3</sup> 平赵勇<sup>2,3</sup> 孔德诚<sup>2,3</sup>

(1. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000; 2. 西安石油大学地球科学与工程学院 陕西西安 710065;  
3. 陕西省油气成藏地质学重点实验室 陕西西安 710065)

**摘要:**超压、低饱和度是准噶尔盆地腹部地区油气藏的典型特征之一,基于分析化验、钻井/测井及试产资料,结合盆地模拟结果和地质综合分析的认识,明确了腹部地区储层成岩、油气充注和超压发育之间的耦合关系,探讨了压力-应力耦合效应及其成藏作用,揭示了超压低饱和度油气藏的成因及主控因素。研究表明,油气充注期滞后于化学压实成因超压的形成期和储层致密期。四要素耦合作用导致了超压低饱和度油气藏的形成:化学压实成因超压降低了油气充注储层的有效空间及烃柱高度,其与致密储层共同作用提升了油气充注的启动压力,压力-应力耦合效应造成断层相关圈闭失效,晚期的掀斜抬升运动导致油气散失。准噶尔盆地腹部地区深层超压层系的油气勘探应避免强化学压实超压区,以岩性圈闭、背斜圈闭以及岩性-构造圈闭为主要目标,断层相关圈闭为次要目标;对于同一类型的圈闭及勘探目标,埋深相对较大者可优先部署钻探。研究认识在准噶尔盆地腹部地区近期的油气勘探中已得到证实,对未来该地区及地质条件类似地区的超压低饱和度油气勘探具有重要指导与借鉴意义。

**关键词:**超压;低饱和度;成岩-成压-成藏耦合;压力-应力耦合效应;准噶尔盆地腹部地区

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

## Genetic mechanism and exploration significance of overpressure and low-saturation oil and gas in the hinterland of Junggar Basin

Wu Tao<sup>1</sup> Li Jun<sup>2,3</sup> Yan Wenqi<sup>1</sup> Dong Guitong<sup>1</sup> Zhao Jingzhou<sup>2,3</sup> Zeng Delong<sup>1</sup> Shang Xiaoping<sup>2,3</sup>  
Xu Zeyang<sup>2,3</sup> Wuernisahan Maimaitimin<sup>2,3</sup> Ping Zhaoyong<sup>2,3</sup> Kong Decheng<sup>2,3</sup>

(1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Xinjiang Karamay 834000, China;  
2. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Shaanxi Xi'an 710065, China;  
3. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Shaanxi Xi'an 710065, China)

**Abstract:** Overpressure and low-saturation are typical characteristics of reservoirs in the hinterland of Junggar Basin. Based on analytical testing, drilling/logging, production test data, basin simulation results, as well as comprehensive geological analysis, this study clarifies the coupling relationship among reservoir diagenesis, hydrocarbon charging, and overpressure development, explores the pressure-stress coupling effect and its role in hydrocarbon accumulation, and reveals the genesis of overpressure and low-saturation oil and gas reservoirs and their main controlling factors. The results indicate that hydrocarbon charging stage lags behind the formation of overpressure caused by chemical compaction and reservoir densification. The formation of overpressure and low-saturation reservoirs is controlled by the coupling of four key factors. Specifically, overpressure caused by chemical compaction reduces the effective pore space in the reservoir available for hydrocarbon charging and decreases the height of hydrocarbon column. Then the overpressure, coupled with tight reservoir, increases the threshold pressure required for hydrocarbon migration and charging. The coupling effect of overpressure and stress leads to the failure of fault-related traps, while late-stage tilting and uplifting movements result in hydrocarbon loss. The hydrocarbon exploration in deep overpressure reservoirs in the hinterland of Junggar Basin should avoid the areas with intense chemical compaction-induced overpressure. The study primarily targets at lithological traps, anticlinal traps, and lithological-tectonic traps, followed by fault-related traps. For the same type of traps and exploration targets, those with relatively greater depth should be prioritized for drilling. This understanding has been confirmed in recent oil and gas exploration in the hinterland of Junggar Basin and provides significant guidance for the exploration of overpressure and low-saturation oil and gas in this area and regions with similar geological conditions.

**Key words:** overpressure; low-saturation; diagenesis-pressure-accumulation coupling; pressure-stress coupling effect; hinterland of Junggar Basin

**基金项目:**新疆维吾尔自治区“天山英才”科技创新领军人才支持项目“准噶尔盆地深层砾岩高产富集规律与勘探关键技术研究”(2023TSYCLJ0001)和西安石油大学青年科研创新团队项目“致密油气成藏理论及评价方法”(2019QNKYCXTD06)资助。

**第一作者:**吴涛,男,1981年6月生,2014年获中国科学院博士学位,现为中国石油新疆油田公司勘探开发研究院正高级工程师,主要从事石油地质综合研究与油气勘探评价工作。Email:wutao33@petrochina.com.cn

**通信作者:**李军,男,1982年12月生,2012年获中国石油大学(北京)博士学位,现为西安石油大学地球科学与工程学院副教授,主要从事油气成藏地质学、非常规油气地质与勘探方面的教学与科研工作。Email:lijun@xsyu.edu.cn

引用:吴涛,李军,闫文琦,董桂彤,赵靖舟,曾德龙,尚晓庆,徐泽阳,吾尔妮萨罕·麦提敏,平赵勇,孔德诚.准噶尔盆地腹部地区超压低饱和度油气成因机制与勘探意义[J].石油学报,2024,45(12):1728-1742.

Cite:WU Tao,LI Jun,YAN Wenqi,DONG Guitong,ZHAO Jingzhou,ZENG Delong,SHANG Xiaoqing,XU Zeyang,WUERNISA-HAN Maimaitimin,PING Zhaoyong,KONG Decheng. Genetic mechanism and exploration significance of overpressure and low-saturation oil and gas in the hinterland of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2024,45(12):1728-1742.

全球大量含油气盆地发育超压或古超压,盆地现今的负压(低压)亦多由古超压演化而来<sup>[1-2]</sup>。古/今超压与油气分布的关系既密切又复杂,不同盆地、同一盆地不同地区及不同层系的地层压力与油气富集程度差异较大。超压低饱和度油气藏是非常重要的超压油气藏,主要指地层压力系数大于 1.2,含水饱和度显著大于束缚水饱和度,存在大量可动水的油气藏,并无严格的含油气饱和度定义。全球的超压(包括古超压)低饱和度油气藏资源丰富、分布广泛,如北美地区的二叠盆地<sup>[3]</sup>和大绿河盆地<sup>[1]</sup>,中国松辽盆地<sup>[4-5]</sup>、渤海湾盆地<sup>[6]</sup>、鄂尔多斯盆地(中生界致密油<sup>[7-8]</sup>及上古生界致密气<sup>[9-10]</sup>)、塔里木盆地(塔中 16 井石炭系<sup>[11]</sup>)、准噶尔盆地和吐哈盆地(侏罗系油藏<sup>[12-14]</sup>)等。近年来,随着致密油气藏成为油气勘探开发热点与前沿领域之一,超压低饱和度油气资源表现出较大的勘探开发潜力,已成为油气增储上产的重要领域之一,其成因机制引起地质家和勘探家的广泛关注与重视。

超压成因及成压-成藏耦合关系分析是揭示超压盆地油气聚散机制的重要途径之一。近年来,含油气盆地超压成因研究取得了重要进展<sup>[15-18]</sup>,主要体现在 3 方面:①不均衡压实成因的超压不断遭受质疑,甚至被否定;②化学压实(黏土矿物转化)作用对超压的贡献受到重视,但对其生压机制的认识发生了重要改变,主要由以往提出的黏土矿物转化脱水作用转变为负荷转移(load transfer)机制;③生烃增压及其传导作用与化学压实作用、构造挤压作用等相互作用而导致的复合成因超压是含油气层系超压的主要成因。在复合成因超压盆地,储层在油气充注过程中形成的烃柱压力与在化学压实作用、构造挤压作用等非油气充注过程中形成的水相压力的耦合关系,以及压力-应力耦合效应、圈闭动态保存能力等,是油气藏富集程度的重要影响因素<sup>[19-23]</sup>。Hao 等<sup>[19-20]</sup>将全球典型含油气盆地中的超压油气藏划分为充满型(filled)、部分充注型(underfilled)、未聚集型(unfilled)和散失型(drained)4 类。

准噶尔盆地是中国六大陆相超级含油气盆地之一,在盆地腹部地区,莫索湾凸起和莫北凸起发育侏罗系油气藏,尤其是八道湾组油气藏,属于典型的超压低饱和度油气藏<sup>[3,13-14,24-25]</sup>。近期,综合运用测井曲线组合分析法、Bowers 法、声波速度-密度交会图法和孔

隙度对比法等分析手段研究认为,腹部地区油气藏的超压主要是由油气运移成藏过程中的压力传导作用与化学压实作用复合所致<sup>[26-27]</sup>,油气藏属于典型的复合成因超压低饱和度油气藏。准噶尔盆地发育石炭系、二叠系和侏罗系三大含油气系统,腹部地区位于二叠系含油气系统内,同时与石炭系和侏罗系含油气系统相邻,油气资源与勘探开发潜力大。其中,盆 1 井西凹陷、沙湾凹陷周缘的常规与非常规天然气资源是盆地重要的勘探方向与领域之一<sup>[25,28-29]</sup>,但目前仅探明一些中一小型油气田,油气藏的成因与富集规律亟待揭示。笔者通过深入分析盆地腹部地区侏罗系(以八道湾组为主)油气藏在油气运移充注过程中形成的传导成因超压与化学压实成因超压的耦合关系、压力-应力耦合效应、圈闭动态保存能力及主控因素,揭示超压低饱和度油气藏的成因机制与富集主控因素,以期为研究区下一步油气勘探部署提供地质依据,为盆地其他区块和其他盆地或地区类似油气藏的勘探评价提供启示与借鉴。

## 1 地质背景

准噶尔盆地腹部地区主体位于中央拗陷和陆梁隆起两个一级构造单元,研究区主要包括石西凸起南部、莫北凸起和莫索湾凸起中西部(图 1)。研究区经历了海西期、印支期、燕山期和喜马拉雅期等多期构造运动的叠合演化与改造,发育石炭系一下二叠统、中二叠统一上二叠统、三叠系一中侏罗统、上侏罗统一白垩系、白垩系-古近系 5 大不整合面,以及海西期、早燕山期和中燕山期三大断裂系统。3 期断裂垂向上呈“Y”字型组合,构成二叠系烃源岩垂向排烃和泄压的通道。其中,深层的海西期逆断裂形成于石炭纪末期,活动于海西期和印支期,主要断开石炭系一二叠系,部分可向上断至三叠系或侏罗系底部;中一浅层的早燕山期正断裂呈继承性发育,断开二叠系一侏罗系三工河组底部,部分向下切入石炭系,断面上部较陡下部较缓;中燕山期的断裂呈羽状成带分布,主要断开侏罗系一白垩系底部,延至不整合面之上,喜马拉雅期断裂活动基本停止<sup>[30-31]</sup>。喜马拉雅期以来,研究区断裂活动减弱,但北部抬升南部沉降的掀斜运动逐渐增强,在改变盆地构造格局的同时也使得部分早期形成的油气藏压力释放,其内部油气发生再次运移和调整定型<sup>[14,28]</sup>。

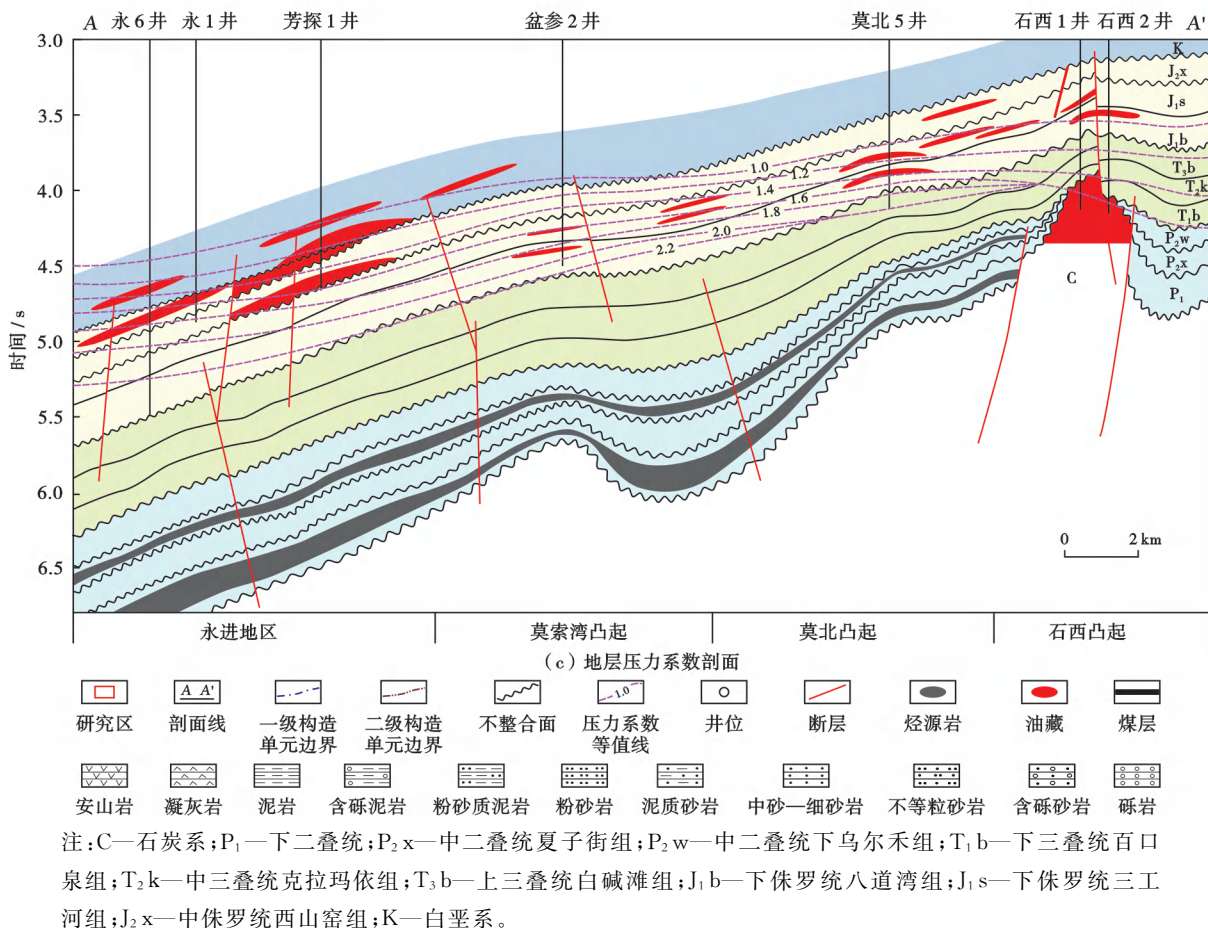
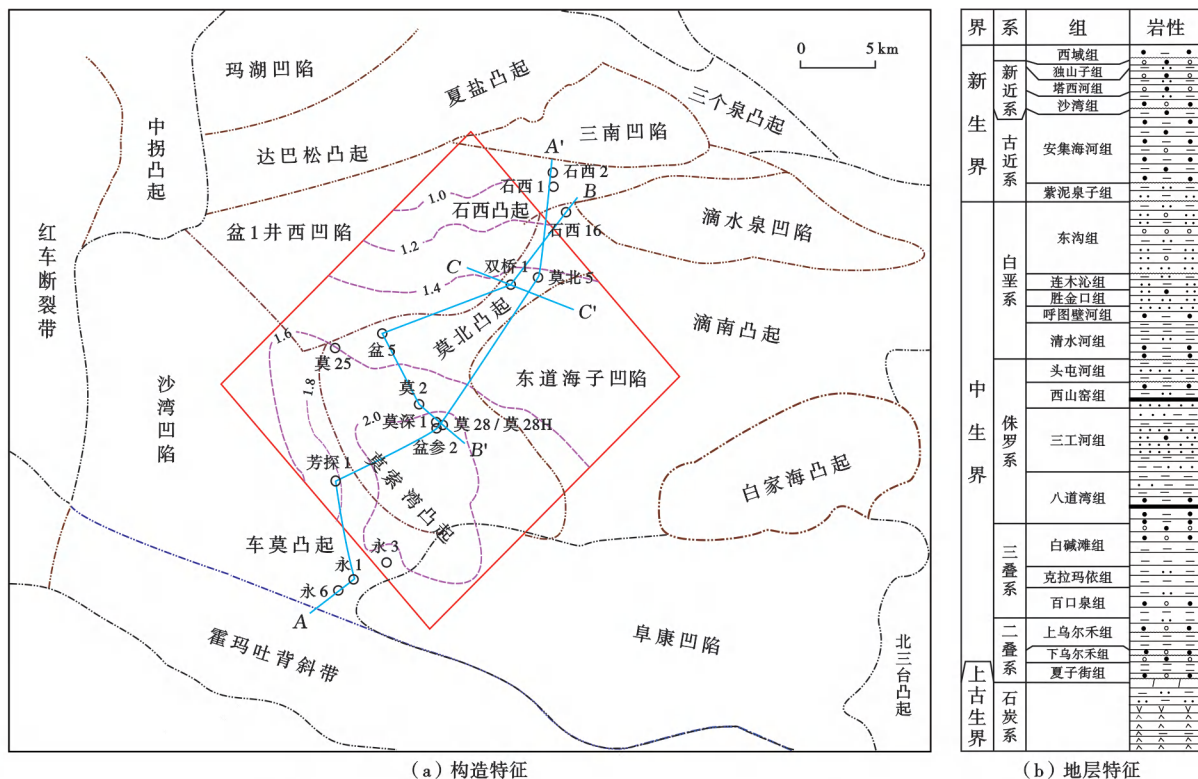


图1 准噶尔盆地腹部地区构造位置、地层特征和地层压力系数剖面

Fig. 1 Tectonic location, stratigraphic characteristics and pressure coefficient profile of the hinterland of Junggar Basin

准噶尔盆地腹部地区的油气勘探始于 20 世纪 90 年代,陆梁—莫北—莫索湾一带的侏罗系—白垩系砂岩是盆地三大油气高效勘探领域之一<sup>[32]</sup>,已发现莫北油田、莫索湾气田和莫西庄油田等。油气来源及含油气系统研究表明,石西凸起南部、莫索湾凸起、莫北凸起侏罗系油气藏中的油气主要来源于二叠系烃源岩,储层为三工河组和八道湾组的三角洲砂体,多期断裂及断裂-砂体组合构成了油气运移成藏的高效输导体系<sup>[28-30]</sup>。研究区三工河组和八道湾组主力储层的物性差:三工河组二段储层的平均孔隙度为 11.70%,平均渗透率为 3.74 mD;八道湾组一段的平均孔隙度为 9.18%,平均渗透率为 0.25 mD;八道湾组三段砂岩的平均孔隙度为 8.48%,平均渗透率为 0.36 mD。储层普遍发育超压,压力系数最高为 2.2,含油气饱和度低,试产与试采过程普遍为油、气、水同出。

## 2 成压-成岩-成藏耦合关系

### 2.1 超压分布及成因

钻探和地层压力预测结果表明,准噶尔盆地腹部地区莫索湾凸起和莫北凸起超压分布广泛,且规律清晰。纵向上,超压多发育于 4 000~4 500 m 以深,钻井钻遇的超压层系主要包括风城组、夏子街组、下乌尔禾组、上乌尔禾组、百口泉组、克拉玛依组、白碱滩组、八道湾组和三工河组,实测压力系数主要分布在 1.4~2.0,最高可达 2.2(图 1、图 2)。其中,下白垩统吐谷鲁群—下侏罗统三工河组底部是由正常压力向超压过渡的压力转换带。平面上,由南向北自莫索湾凸起至石西凸起,压力系数逐渐降低,由强超压带渐变为弱超压、常压带,超压顶界面对应的层位也逐渐变老,由下白垩统吐谷鲁群底部过渡至下侏罗统三工河组底部及八道湾组顶部<sup>[26-27,33]</sup>(图 1、图 2)。莫索湾凸起由东南部向西北部,侏罗系超压也存在强度变小的趋势。

近 20 年来,超压成因的判识方法不断发展,特别是 Bowers 法等实证方法的提出及其在全球典型超压盆地的广泛应用,大幅度提高了沉积盆地超压成因的判识精度,改变了以往对大量典型超压盆地超压成因机制的认识,推动全球盆地超压成因研究取得重要新进展。赵靖舟等<sup>[15]</sup>总结提出了 6 种超压成因判识方法:测井曲线组合分析法、Bowers 法、声波速度—密度交会图法、孔隙度对比法、压力计算反推法和综合分析法。吾尔妮萨罕·麦提敏等<sup>[26]</sup>、吴涛等<sup>[27]</sup>综合运用上述 6 种判识方法对研究区的超压进行了系统研究并认为,准噶尔盆地腹部地区侏罗系的超压主要为二叠系烃源岩生烃增压作用及其驱动下的油气在运移至侏罗系储层后,在聚集成藏过程中产生的压力传导作用与侏罗系化学压实作用复合所致。

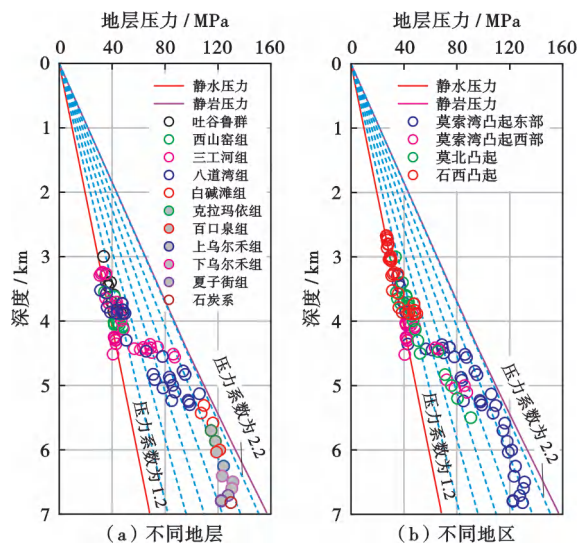


图 2 准噶尔盆地腹部地区地层压力随深度的变化

Fig. 2 Variation of formation pressures with depth in the hinterland of Junggar Basin

### 2.2 超压形成演化史

#### 2.2.1 化学压实成因超压的形成期

化学压实成因超压的形成期与其成压机理密切相关。以往的研究认为,泥页岩中的化学压实成因超压主要源于蒙脱石在伊利石化等过程中的脱水作用<sup>[34]</sup>,但后期研究证实该机制的生压潜力十分有限,并非沉积盆地超压的主要成因<sup>[35-36]</sup>。近年来,泥页岩中的化学压实成因超压再次引起众多学者的关注和重视,认为蒙脱石在成岩转化过程中会引发由负荷转移<sup>[18,36-37]</sup>、孔隙扁平化等孔隙结构改变作用造成的抑制地层水排出<sup>[38]</sup>、渗透率降低<sup>[39]</sup>等新机制,尤其是负荷转移机制,可能是沉积盆地富泥页岩层系超压形成的主要原因之一<sup>[15]</sup>。

上述 3 种泥页岩化学压实成因超压机理主要受控于地层温度,主要发生在地层温度为 65~100 °C 的阶段。其中,负荷转移生压机理发生在蒙脱石向伊利石化阶段,且通常当地层温度达到 65~80 °C 时即可开始<sup>[18,36-37]</sup>。泥页岩在成岩转化过程中,渗透率的降低量足以引发超压,其地层温度主要在 80~100 °C<sup>[39-40]</sup>,而由孔隙大量扁平化所造成的抑制地层水排出的过程主要发生在温度大于 100 °C 的地层中<sup>[38]</sup>。

笔者在研究区选取了 5 口典型超压钻井,在埋深 500~1 000 m 范围内开始进行全井段等深度间距取样,开展泥页岩 X 射线衍射全岩矿物分析,建立黏土矿物成岩转化剖面,并结合泥页岩化学压实成因超压的形成温度,确定研究区化学压实成因超压形成的开始温度及其对应地质年代。研究区地层埋深小于 2 400 m 的泥页岩,随深度增加,其各类黏土矿物含量趋于稳定,主要由

沉积过程控制,矿物之间基本无转化,对应着机械压实作用主导阶段;地层埋深约为2400m时,泥页岩中的蒙脱石含量开始明显减少,伊/蒙混层和伊利石含量开始大量增加;埋深约为4200m时,高岭石含量快速增

加。据此,可将地层埋深2400m作为泥页岩机械压实作用与化学压实作用的分界,其中,埋深大于2400m的层段处于化学压实阶段,其地层温度大于75℃,对应地质年代为晚侏罗世末期(图3)。

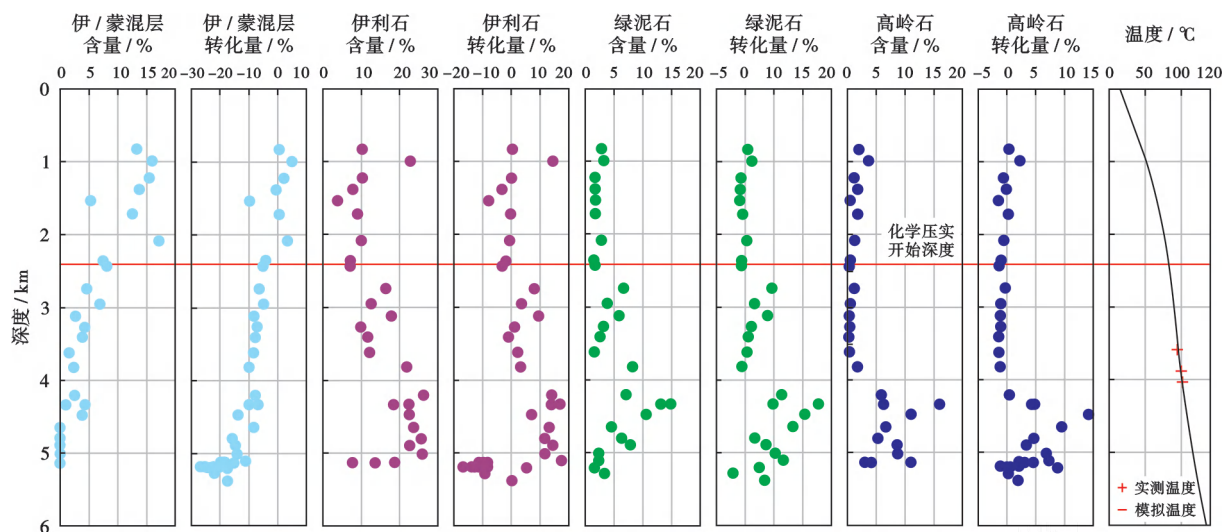


图3 准噶尔盆地腹部地区泥页岩中的黏土矿物转化及成岩阶段划分

Fig. 3 Clay mineral transformation and diagenetic stages of shale in the hinterland of Junggar Basin

流体包裹体古压力恢复是重建沉积盆地地层压力演化史的重要方法之一。参照石油天然气行业标准SY/T6010—2011<sup>[41]</sup>,开展研究区储层流体包裹体岩相学观察和显微测温,并应用Duan等<sup>[42]</sup>建立的 $H_2O-NaCl-CH_4$ 体系地质流体温压状态方程,分别恢复了无油气包裹体伴生的盐水包裹体和与油气包裹体伴生的盐水包裹体的捕获压力。储层流体包裹体的岩相学观察显示,研究区储层中的盐水包裹体主要分布在石英次生加大边和石英颗粒愈合微裂隙中,其中,与油气包裹体伴生的盐水包裹体主要分布在石英颗粒愈合微裂隙中。无油气包裹体伴生的盐水包裹体记录的古超压开始形成于古地层温度大于80℃的阶段,与油气包裹体伴生的盐水包裹体记录的古超压则开始形成于古地层温度大于95~100℃的阶段(图4)。结合超压成因判识结果分析认为,与油气包裹体伴生的盐水包裹体记录的古超压主要反映油气在运移传导过程中的超压形成过程(若油气充注之前存在化学压实形成的超压,则主要反映化学压实超压与传导超压叠加作用);无油气包裹体伴生的盐水包裹体记录的古超压则主要反映侏罗系泥页岩在化学压实作用下形成超压的过程。据此推测,侏罗系泥页岩在化学压实作用下形成超压主要发生在温度大于80℃的古地层成岩环境。

综合泥页岩中黏土矿物的转化温度并基于流体包裹体分析确定的化学压实作用下超压的开始古地温来

确定,研究区的侏罗系在化学压实作用下形成超压的开始温度为80℃,对应地质年代为晚侏罗世末期—早白垩世早期(图5)。

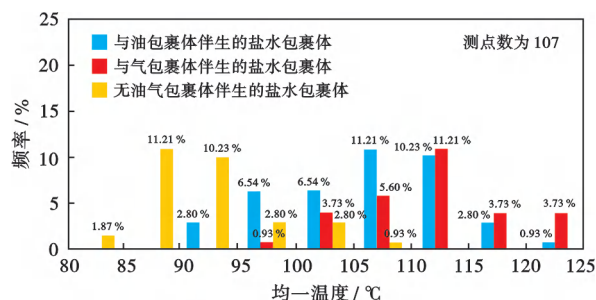


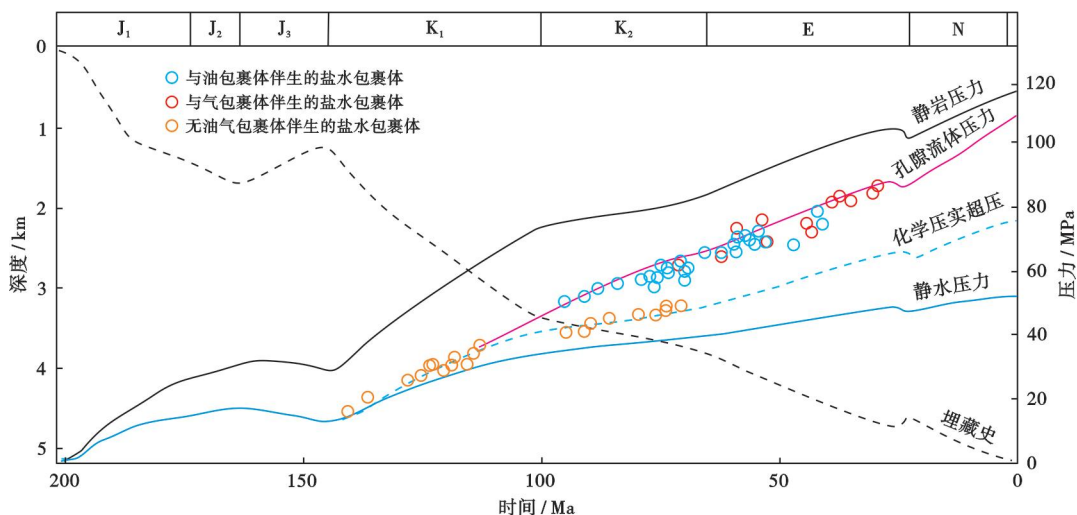
图4 莫索湾凸起侏罗系八道湾组储层中不同类型流体包裹体的均一温度分布

Fig. 4 Homogenization temperature distribution of different fluid inclusions within Jurassic Badaowan Formation reservoir in Mosuowan uplift

## 2.2.2 化学压实作用对现今超压的贡献及演化史

前人详细分析了泥页岩化学压实作用及作用过程中形成超压的测井响应机制并认为,成岩作用对泥页岩的速度和密度有着重要的影响,并通过重建泥页岩的机械压实-化学压实过程和埋藏热演化史过程,建立了基于测井、地震资料的Dutta化学压实成因超压贡献的定量评价预测模型<sup>[43-44]</sup>,该模型是目前应用广泛、认可度较高的模型之一。

吾尔妮萨罕·麦提敏等<sup>[26]</sup>基于Dutta化学压实



注: J<sub>1</sub>—早侏罗世; J<sub>2</sub>—中侏罗世; J<sub>3</sub>—晚侏罗世; K<sub>1</sub>—早白垩世; K<sub>2</sub>—晚白垩世; E—古近纪; N—新近纪。

图 5 莫索湾凸起侏罗系八道湾组的埋藏史与压力演化史

Fig. 5 Burial history and pressure evolution history of Jurassic Badaowan Formation in Mosuowan uplift

成因超压定量评价预测模型,建立了研究区侏罗系八道湾组、三工河组的化学压实成因超压预测模型。吴涛等<sup>[27]</sup>采用多种超压预测模型,从超压预测的角度对研究区化学压实成因超压的贡献进行了分析。研究表明,化学压实成因超压在研究区不同区块的超压贡献存在差异,其中,在莫索湾凸起东部的贡献最高(产生的压力系数为 1.4~1.5),在莫索湾凸起西部、莫北凸起的贡献相对较高(产生的压力系数为 1.3~1.4),在石西凸起的贡献较低<sup>[26-27,45]</sup>。

在化学压实成因超压的形成时间、现今超压贡献及流体包裹体古压力等条件约束下,应用 PetroMod 模拟软件重建了化学压实成因超压的形成演化史。综合分析表明,研究区化学压实成因超压开始形成于晚侏罗世末期—早白垩世早期,在晚白垩世末期—古近纪达到最大,之后进入相对稳定期(图 5)。

### 2.2.3 油气运移传导超压的形成演化史

油气运移传导超压是在油气运移聚集过程中形成的超压,油气的主成藏期即该类超压的主要形成期。关于准噶尔盆地腹部地区的油气成藏期次,前人根据烃源岩的生/排烃史、流体包裹体、埋藏-热演化史、圈闭形成演化史等开展了大量研究<sup>[29,46-47]</sup>并认为,晚白垩世是研究区原油的主要充注成藏期,晚期存在天然气再次充注和调整的成藏过程。

研究区侏罗系八道湾组、三工河组 40 件储层流体包裹体薄片的详细显微测温结果显示,与油气包裹体伴生的盐水包裹体的均一温度介于 90~115 ℃,部分与干气包裹体伴生的盐水包裹体的均一温度较高,介于 120~130 ℃。结合埋藏史分析,早白垩世末期—晚

白垩世是研究区油气的主要成藏期,古近纪以来存在晚期天然气充注事件。综合流体包裹体分析的古压力和盆地模拟恢复的古压力等分析结果认为,晚白垩世以来是研究区古超压形成的主要时期(图 5、图 6)。

### 2.3 成压-成岩-成藏耦合关系

盆地腹部地区莫索湾凸起、莫北凸起和石西凸起南部的侏罗系八道湾组、三工河组储层为典型的低渗—致密储层,尤其是八道湾组储层的孔隙度为 6.0%~15.0%(平均为 9.5%),空气渗透率普遍小于 1 mD(平均为 0.3 mD)。前人研究表明<sup>[48-51]</sup>,早期强压实作用大量减孔、晚期胶结作用进一步减孔是造成盆地腹部地区侏罗系八道湾组、三工河组储层致密的主控因素,致密化主要发生在晚侏罗世—早白垩世早期。

因此,研究区侏罗系的化学压实成因超压开始形成于晚侏罗世末期—早白垩世早期,储层致密化主要发生在晚侏罗世—早白垩世早期,即储层致密化略早于化学压实成因超压的形成期,或两者基本同步发生。而油气的主充注成藏期为晚白垩世,古近纪及后期才发生天然气充注及调整成藏,即油气的主充注成藏期晚于化学压实成因超压形成期和储层致密期(图 6)。

## 3 压力-应力耦合效应与圈闭保存潜力评价

### 3.1 超压环境下的压力-应力耦合效应

地层超压强度增大的结果是岩石发生天然水力破裂。根据超压环境下岩石破裂的传统模式,岩石破裂压力( $p_f$ )的大小与超压强度无关,超压主要通过引发应力摩尔圆的平行左移从而提高天然水力破裂发生的概率。

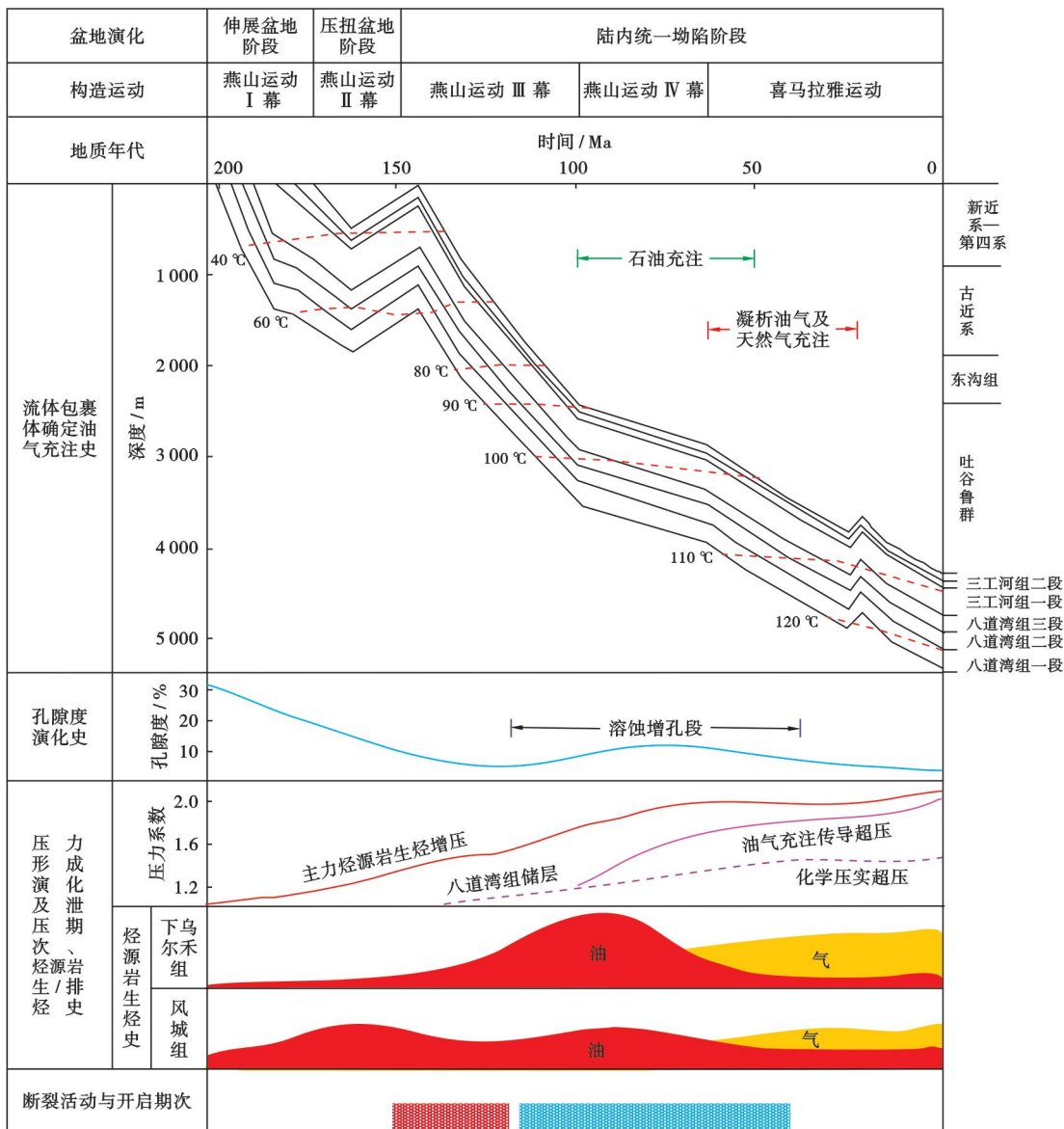


图6 准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层的成岩-成压-成藏耦合关系

Fig. 6 Diagenesis-pressure-accumulation coupling of Jurassic reservoir in the hinterland of Junggar Basin

近20年来,地质学家通过实际分析北海盆地、墨西哥湾盆地、文莱盆地等典型超压盆地的大量超压强度与岩石破裂压力关系,发现超压除引发应力摩尔圆平行左移外,还会导致  $p_f$  与超压强度耦合变化,从而提出了压力-应力耦合效应<sup>[20,22,52-56]</sup>。压力-应力耦合效应的具体表现为: $p_f$  随着超压强度的增加而增大,耦合比介于0.46~0.87(即孔隙流体压力每增加10.0 MPa,岩石破裂压力相应增加4.6~8.7 MPa);在深层强超压环境下, $p_f$  与上覆地层压力相当,甚至略大于上覆地层压力[图7(a)]。研究区的超压层系也存在压力-应力耦合效应[图7(b)]。深层超压环境下, $p_f$  增加使得岩石破裂所需的超压强度增加,一方面可造成地层保持超压的能力增加,另一方面也导致超压引发的岩石破裂类型更加多样化。

### 3.2 超压环境下的盖层破裂压力、断层开启压力评价方法

超压环境下的压力-应力耦合效应可能导致在应用传统模式对超压层系的圈闭进行评价时,其结果对浅层圈闭的保存能力明显高估,但会低估深层圈闭的保存能力<sup>[19-20]</sup>。因此,超压环境下的盖层破裂压力、断层开启压力评价是油气运移和聚集成因机制的重要研究内容之一。

一般说来,地层及岩石的抗张强度较低,基本上可以忽略。在压力-应力耦合效应下,超压层系中泥岩等盖层的破裂条件如图8(a)所示。泥岩孔隙的流体压力和泥岩水平方向最小主应力<sup>[20-22]</sup>分别为:

$$p_i^{sh} = S_{hmin}^{sh} \tag{1}$$

$$S_{hmin}^{sh} = kS_v + (1 - k)p_p \tag{2}$$

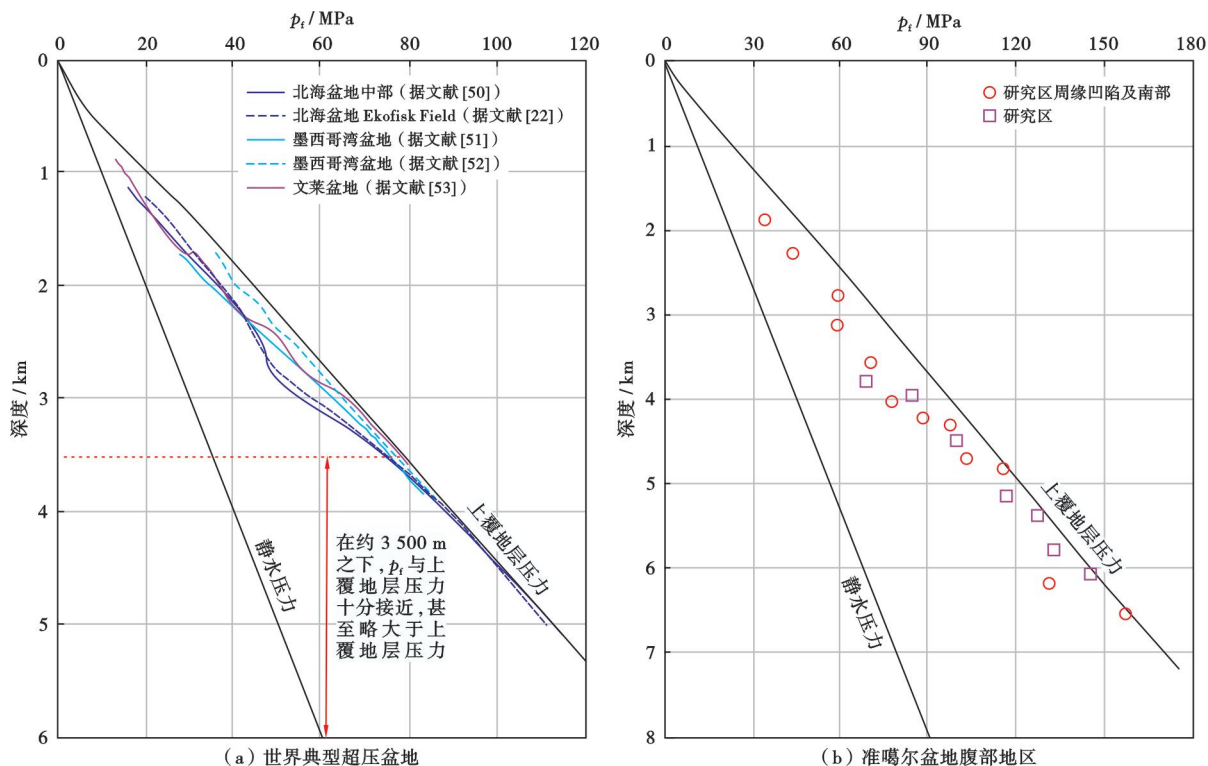


图 7 典型超压盆地与准噶尔盆地腹部地区的破裂压力随深度及超压强度的变化(准噶尔盆地部分数据据文献[57])

Fig. 7 Variation of fracture pressure with depth and overpressure strength in the typical overpressured basins and the hinterland of Junggar Basin

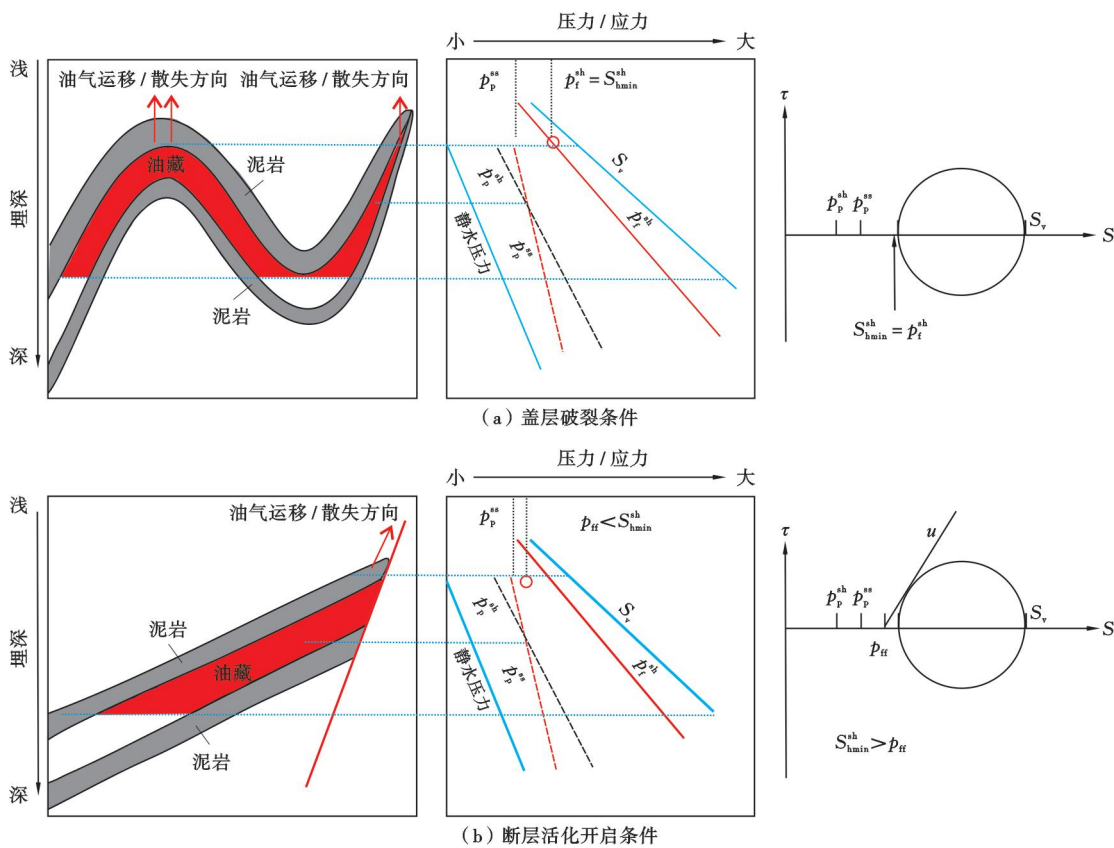


图 8 压力-应力耦合背景下的地层破裂和断层活化开启条件(据文献[20-22]修改)

Fig. 8 Conditions for seal failure and fault activation in the context of pressure-stress coupling



通常采用孔隙弹性响应法 (poroelastic response approach)、固体度方法 (solidity approach) 和摩擦失效平衡法 (frictional failure approach) 等来确定式 (2) 中的  $k$  值<sup>[20,22]</sup>。在实际应用中也可基于孔隙流体压力、破裂压力/漏失压力及垂向应力(上覆地层压力)等实测资料,建立经验关系模型,来确定  $k$  值<sup>[55]</sup>。

在压力-应力耦合效应下,超压层系中断层等先存运移通道的开启压力低于岩石破裂压力<sup>[20-22]</sup>[图 8(b)]。

$$p_{ff} < S_{hmin}^{sh} \quad (3)$$

$$p_{ff} = [S_{hmin}^{sh} - f(u) \times S_v] / [1 - f(u)] \quad (4)$$

$$f(u) = [(u^2 + 1)^{1/2} + u]^{-2} \quad (5)$$

通常利用基于孔隙流体压力、破裂压力/漏失压力及垂向应力(上覆地层压力)等实测资料建立的经验关系模型来确定  $f(u)$ 。Finkbeiner 等<sup>[21]</sup>曾将  $u$  取值为 0.3~0.6,并对墨西哥湾盆地 SEI330 油田的断裂开启压力进行了评价,取得了较好的应用效果。Swarbrick 等<sup>[56]</sup>提出了一种直接评价孔隙流体压力-应力耦合效应的方法,通过分析破裂压力值(基于漏失实验测得)以及基于正常压力趋势预期的破裂压力值的差值(称为破裂剩余压力)与剩余压力的相关性,获得拟合曲线的斜率,即孔隙流体的压力-应力耦合比。

### 3.3 研究区的盖层破裂压力、断层开启压力评价

基于研究区及邻区的实测地层孔隙流体压力、破裂

压力/漏失压力和垂向应力,综合利用 Tingay 等<sup>[55]</sup>、Swarbrick 等<sup>[56]</sup>提出的计算方法拟合,得到  $k$  和  $u$ 。结果显示,总体上, $k$  的取值介于 0.4~0.8, $u$  的取值介于 0.5~0.8,具体数值在不同区块略有差异。

莫索湾凸起东部在埋深大于 4 800~5 000 m 时盖层破裂压力与上覆地层压力基本相当,对应层位主要为八道湾组一段和二段,破裂压力大于 110 MPa,较地层孔隙流体压力高 5~10 MPa,表明其破裂的可能性较小;但对应的断层开启压力小于破裂压力,与地层孔隙流体压力十分接近,表明断层和裂缝等先存运移通道在压力-应力耦合作用下开启的可能性较大[图 9(a)]。与莫索湾凸起东部类似,莫北凸起侏罗系的地层压力与断层开启压力十分接近,但明显低于盖层破裂压力,表明断层在压力-应力耦合作用下开启,从而引发相关圈闭失效,这可能是两个地区油气成藏及勘探的风险之一[图 9(b)]。

莫索湾凸起西部侏罗系的盖层破裂压力和断层开启压力均明显大于现今地层压力[图 9(c)],这表明其断层和盖层均具有很好的封闭性。该地区晚期经历了较强的抬升掀斜运动,由于前人的研究认为掀斜运动造成了油气散失和压力释放<sup>[14]</sup>,因此该地区可能也存在圈闭失效的问题,但压力-应力耦合作用是否会导致圈闭失效,需进一步深化研究。

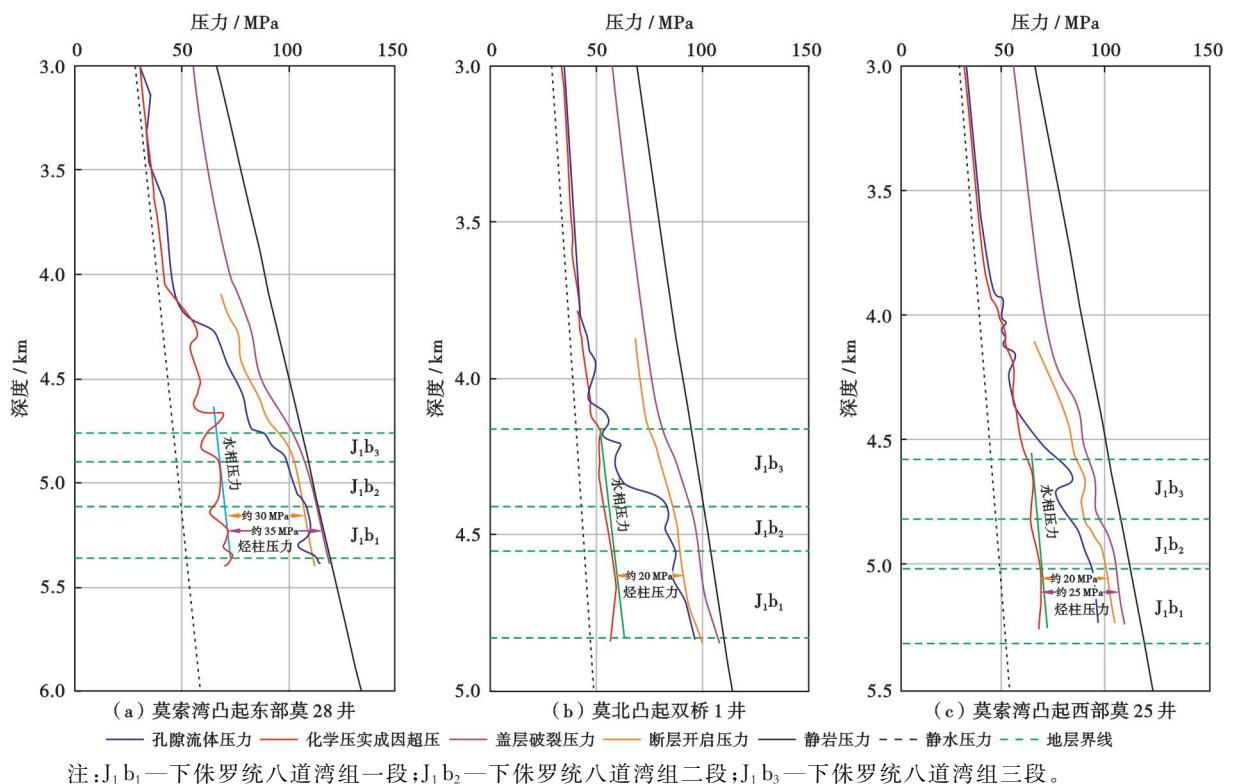


图 9 准噶尔盆地腹部地区典型井的地层压力剖面

Fig. 9 Formation pressure profile of typical wells in the hinterland of Junggar Basin

## 4 超压低饱和度油气藏成因

综合分析认为,油气充注期滞后于化学压实作用期、储层的启动压力升高、圈闭中有效烃柱高度的降低和晚期抬升造成油气散失,这些是造成准噶尔盆地腹部地区发育低饱和度油气藏的 4 个主控因素。

### 4.1 化学压实成因超压和储层致密化共同提高了油气充注的启动压力

研究区侏罗系储层的致密化略早于化学压实成因超压的形成期,或二者基本同步发生,且均早于油气的主充注成藏期。对于先致密后成藏的致密砂岩油气藏而言,当油气大量充注成藏时,由于储层已经致密,油、气、水的渗流不再遵循达西定律,需达到一定启动压力时油气才以非达西渗流的方式进行充注,且随着储层的渗透率降低,所需的启动压力逐渐增大。目前普遍认为,致密砂岩储层中普遍存在的较大的油气充注启动压力是导致其内部油气藏为低饱和度的重要原因之一<sup>[8-10]</sup>。

在大量天然气充注之前,研究区的侏罗系致密砂岩储层中发育一定强度的化学压实成因超压,其与致密储层自身存在的启动压力共同提高了天然气充注成藏的启动压力,进一步强化了充注动力条件的控制作用。化学压实成因超压的定量计算结果显示,化学压实作用可导致研究区致密储层的启动压力普遍提高 5~15 MPa 或以上。当二叠系烃源岩生成的油气在生烃增压驱动下运移至侏罗系储层时,压力的传导强度已经减弱,却需要更高的储层启动压力,因此,油气充注强度必然降低,储层的含油气饱和度也随之降低。

### 4.2 化学压实成因超压降低了储层的有效空间和圈闭的有效烃柱高度

早期化学压实成因超压的存在不仅提高了油气充注储层的启动压力,还减少了储层内部油气充注的有效空间,降低了传导成因超压的强度,导致有效油气柱高度和油气藏饱和度降低。

砂岩本身无法形成超压。储层中形成化学压实成因超压,本质上是泥页岩中的地层水在化学压实成因超压的驱动下排入砂岩中的结果,因此,化学压实成因超压也可称为水相压力。随着超压强度增大,地层水占据的储集空间不断增加,导致储层的含水饱和度增加、含油气饱和度降低。理论上,莫索湾凸起东部的岩性圈闭和断层圈闭能封闭的最大烃柱压力分别为 30~45 MPa 和 25~35 MPa;莫索湾凸起西部的岩性圈闭和断层圈闭能封闭的最大烃柱压力较凸起

东部约低 10 MPa;莫北凸起的圈闭能封闭的最大烃柱压力最低(图 9)。

### 4.3 压力-应力耦合引发的圈闭失效

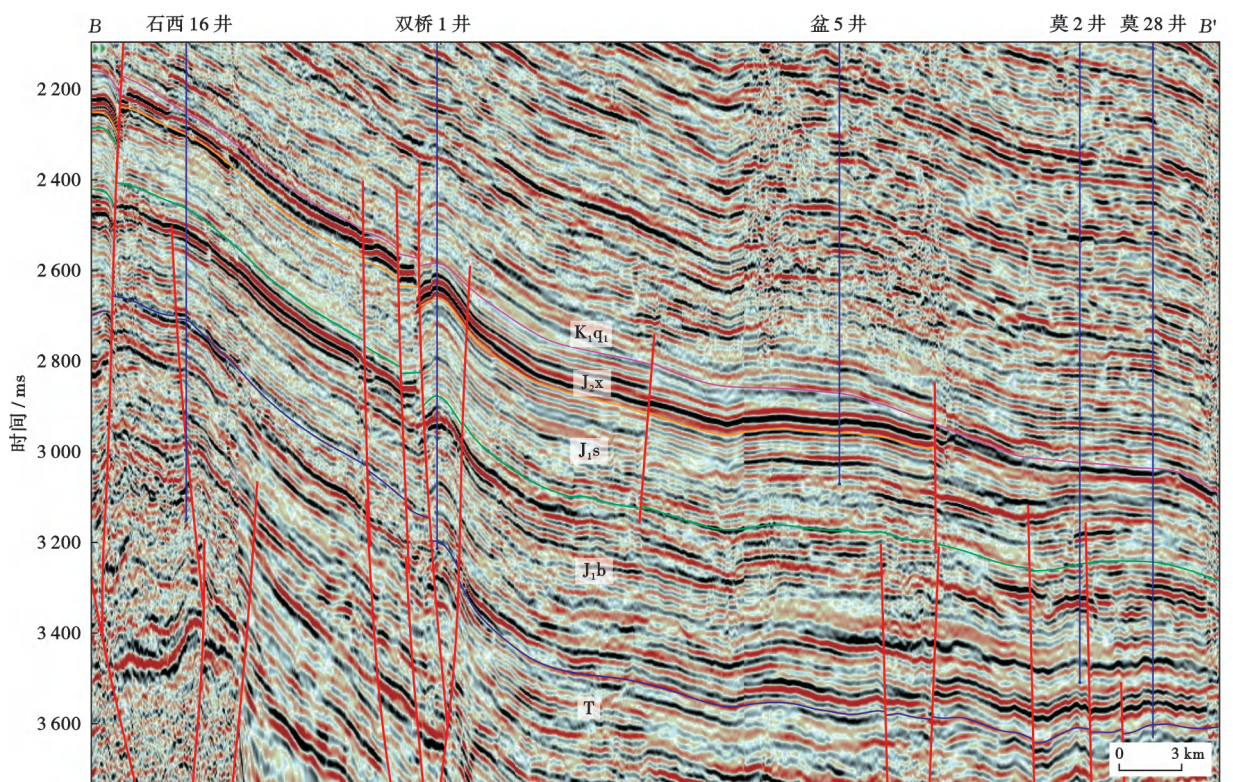
在超压环境尤其是强超压环境中,压力-应力耦合效应可引发断层开启、盖层破裂等,进而导致相关圈闭失效,这是油气充注强度低和油气散失的最重要原因之一。例如,中国莺琼盆地 YA21-1 构造的储层中发育超强压(压力系数为 2.03),且位于天然气汇聚有利区,但钻探证实其内部并未形成游离气藏<sup>[19]</sup>。分析认为,超压导致的盖层破裂和油气穿层运移是 YA21-1 构造无油气聚集的主要原因<sup>[19]</sup>。前人研究发现<sup>[21,53,58]</sup>,在墨西哥湾盆地和北海盆地,部分超压-强超压构造的钻探失利也与盖层破裂、断层开启等引发的圈闭失效有关。

研究区因压力-应力耦合效应而引发盖层破裂的可能性较小,耦合效应主要引发了莫索湾凸起东部和莫北凸起的断层开启。莫索湾凸起东部以岩性油气藏和断层-岩性油气藏为主,前者的含油气饱和度及油气富集程度普遍高于后者(图 10)。2020 年以来,莫索湾凸起在侏罗系取得了岩性气藏勘探的重要突破,主力含气层系为八道湾组一段,压力系数为 1.9~2.2。莫北凸起以断背斜圈闭油气藏为主,如双桥 1 断背斜圈闭。压力-应力耦合效应评价结果显示,断层在双桥 1 断背斜圈闭的八道湾组一段和二段为开启状态,无法封闭油气,但在八道湾组三段及上覆三工河组处于封闭状态。钻探显示与试油结果均证实,尽管八道湾组一段和二段的超压强度大于八道湾组三段及上覆三工河组,但油气层主要分布在后者,前者主要为含油气水层和干层(图 11)。

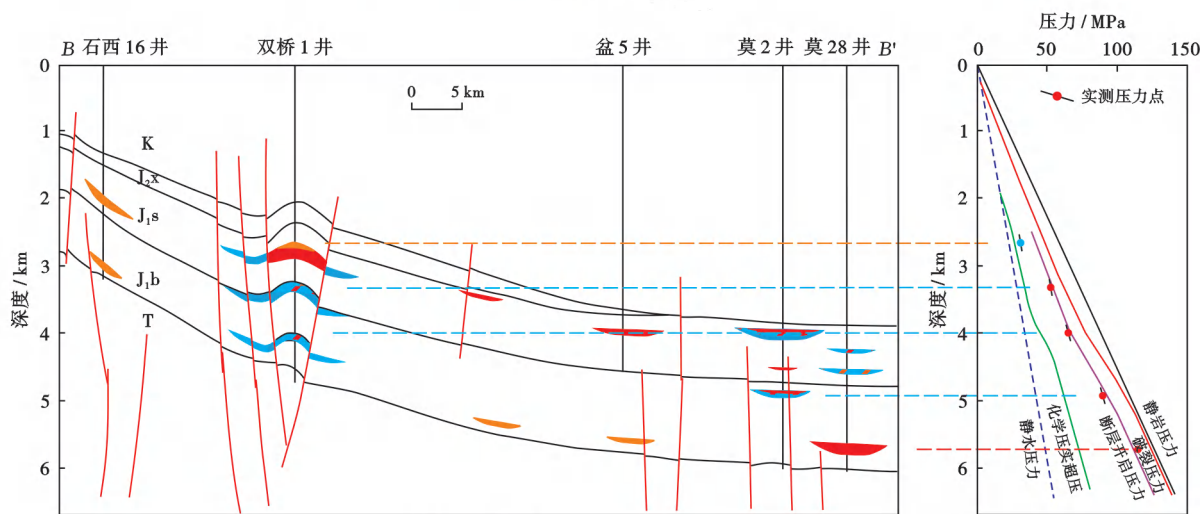
### 4.4 晚期构造抬升引发早期聚集油气的散失

晚白垩世以来的掀斜运动对盆地腹部地区莫索湾凸起西部的油气成藏具有普遍影响,使得早期聚集的油气发生散失,是造成该地区油气藏的现今含油饱和度较低的重要原因,以莫西庄油田最为典型<sup>[14]</sup>。压力场演化史恢复的结果表明,莫索湾凸起西部的油气藏在晚白垩世存在明显的泄压过程,这导致其现今的超压强度明显低于凸起东部。

综上所述,四大要素的差异耦合作用导致了研究区低饱和度油气藏的形成。其中,由化学压实成因超压和储层致密化引发的储层启动压力升高和烃类充注空间降低是基础,由压力-应力耦合效应引起的断层活化开启则进一步强化了在断层相关圈闭中油气藏的低充满度与低饱和度属性,晚期抬升造成的油气散失是研究区西部油气藏经历的后期重要调整与定型过程。



(a) 地震剖面



(b) 油气藏分布

(c) 油藏压力剖面

油层
  气层
  水层
  含油水层
  含气水层
  断层

注: T—三叠系; J<sub>1</sub>b—下侏罗统八道湾组; J<sub>1</sub>s—下侏罗统三工河组; J<sub>2</sub>x—中侏罗统西山窑组; K—白垩系; K<sub>1</sub>q<sub>1</sub>—下白垩统清水河组一段。

图 10 过石西凸起—莫北凸起—莫索湾凸起的地震剖面及油气藏分布与油藏压力剖面(剖面位置见图 1)

Fig. 10 Seismic section and reservoir distribution crossing Shixi uplift, Mobei uplift and Mosuowan uplift, and pressure profile of reservoir

### 5 地质意义与勘探启示

化学压实成因超压的强度及其与传导成因超压形成的时序关系,以及压力-应力耦合效应是控制盆地腹部地区油气富集程度的重要因素。在侏罗系储层中,化学压实成因超压的形成早于油气充注传导超压,即

在油气充注之前,储层中已形成一定强度的水相超压/压力,这个水相超压在油气充注成藏时会产生 3 种重要效应:①提高油气充注进入储层的启动压力;②降低储层中可供油气充注的有效空间及烃柱高度;③与油气传导超压耦合,提高盖层强度和断层开启的可能性,导致圈闭失效。这 3 种效应共同作用,导致油气充注

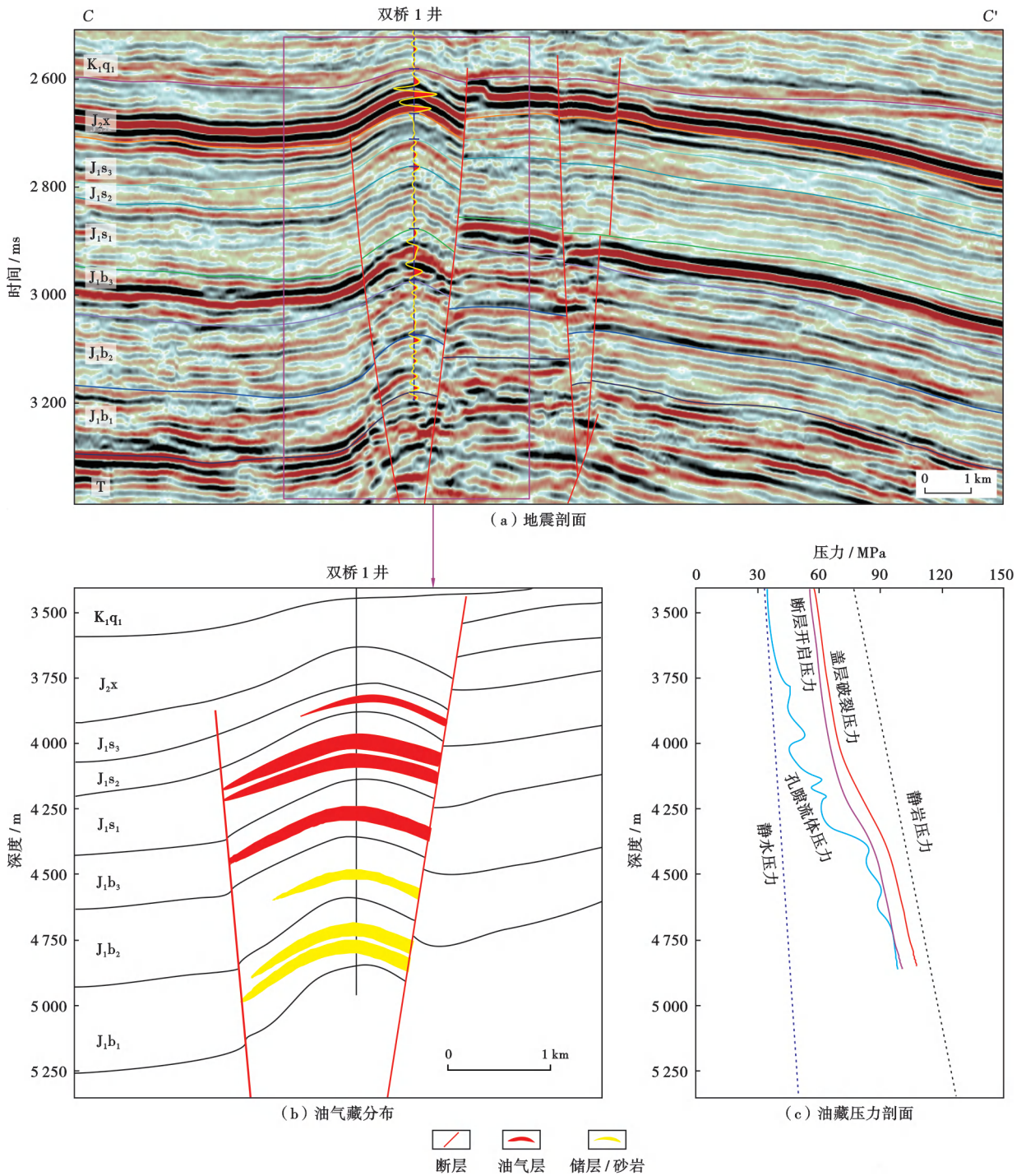


图 11 过双桥 1 井的地震剖面与压力剖面(剖面位置见图 1)

Fig. 11 Seismic section and pressure profile crossing Well Shuangqiao 1

强度低或无充注甚至已聚集油气进一步运移散失,使得在静态评价中成藏要素配置关系表现良好的区块,在钻试阶段效果较差。因此,对于复合成型超压发育区,其油气成藏研究需深化超压成因、不同成因超压的贡献及其时序和耦合关系、压力-应力耦合效应等研

究,这是揭示油气富集机制和提高勘探目标成功率的关键。

根据超压环境下压力-应力耦合效应,随着深度和超压强度的增加,盖层的破裂压力增大,圈闭封闭油气的的能力增强,断层等先存运移通道的开启压力低于盖

层的破裂压力。Hao 等<sup>[20]</sup>研究认为,前人提出“当地层压力达到上覆地层压力的 85% 时地层破裂”的假设可能明显高估了浅层圈闭所能保持的最大超压和所能封闭的最大烃柱高度,但明显低估了深层圈闭所能保持的最大超压和所能封闭的最大烃柱高度。综合分析认为,对于深层超压层系,有利勘探目标主要位于四大要素耦合形成的有利区,而并非每一个要素的最佳有利区:①岩性圈闭和岩性-构造圈闭封闭烃柱的能力优于断层圈闭;②对于同一类型圈闭及勘探目标,埋深相对较大的圈闭的封闭烃柱能力优于埋深较小的圈闭;③在气源断裂附近及断-砂耦合有利区,油气易于富集;④储层“甜点”区是油气富集高产的主要场所之一。评价认为,在准噶尔盆地腹部地区,莫索湾凸起东部侏罗系八道湾组的成藏条件优于凸起西部,具有较大的埋深和更强的超压,是下一步勘探的有利区带。近年来,莫索湾凸起东部的油气勘探目标已由以往的以构造油气藏为主转为以岩性油气藏为主。2022 年完钻的莫 28H 井在八道湾组获原油产量 19.14 t/d、天然气产量  $5.732 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,展现出巨大的深层油气勘探潜力。

## 6 结 论

(1) 在准噶尔盆地腹部地区,侏罗系泥页岩中的化学压实成因超压开始形成于晚侏罗世末期—早白垩世早期;储层致密化主要发生在晚侏罗世—早白垩世早期;油气的主充注成藏期为晚白垩世以来,晚于化学压实成因超压的形成期和储层致密期。

(2) 在压力-应力耦合作用下,腹部地区莫索湾凸起东部和莫北凸起侏罗系的地层压力与断层开启压力十分接近,但明显低于盖层的破裂压力,表明由超压引发盖层破裂的可能性较小,但可引发断层开启,导致相关圈闭失效,这可能是影响莫索湾凸起东部和莫北凸起油气成藏与勘探成效的关键。莫索湾凸起西部地区侏罗系的盖层破裂压力和断层开启压力均明显大于现今的地层压力,表明现今的断层和盖层均具有较好的封闭性。

(3) 四大要素耦合作用主导了研究区侏罗系超压低饱和度油气藏的形成。其中,化学压实成因超压和储层致密化共同提高了储层的油气充注启动压力;化学压实成因超压降低了油气充注储层的有效空间及烃柱高度;压力-应力耦合效应可引发断层相关圈闭失效;晚期构造掀斜引起的抬升运动导致早期油气藏中的油气散失。

(4) 研究区深层超压层系的油气成藏研究应聚焦超压成因、成岩-成压-成藏耦合关系、压力-应力耦合效应和圈闭的封闭有效性等。岩性圈闭、背斜圈闭以及

岩性-构造圈闭为主要勘探有利区,断层相关圈闭为次要有利区;同一类型的圈闭及勘探目标应优先勘探埋深相对较大、成藏条件较优的圈闭;强化化学压实超压区不利于油气成藏。

符号注释: $p_p$ —孔隙的流体压力,MPa; $p_p^{ss}$ —砂岩孔隙的流体压力,MPa; $p_p^{sh}$ —泥岩孔隙的流体压力,MPa; $S$ —应力,MPa; $S_{\text{hmin}}^{\text{sh}}$ —泥岩水平方向最小主应力,MPa; $S_v$ —上覆地层压力,MPa; $p_f$ —岩石破裂压力,MPa; $p_f^{\text{sh}}$ —泥岩破裂压力,MPa; $p_f^{\text{ss}}$ —砂岩破裂压力,MPa; $\tau$ —剪切应力,MPa; $p_{\text{ff}}$ —断层活化开启压力,MPa; $k$ —常数系数; $u$ —摩擦系数; $f(u)$ —摩擦系数相关函数。

## 参 考 文 献

- [1] LAW B E. Basin-centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [2] LI Jun, ZHAO Jingzhou, WEI Xinshan, et al. Origin of abnormal pressure in the Upper Paleozoic shale of the Ordos Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 110: 162-177.
- [3] SUN Yingying, ZHANG Shanyan, WEI Xiaofang, et al. The study on exploitation potential of original low-oil-saturation reservoirs[J]. Petroleum Research, 2020, 5(1): 52-58.
- [4] 许秀才. 古龙凹陷葡萄花油层低饱和度油藏成因[J]. 断块油气田, 2017, 24(3): 320-323.  
XU Xiucui. Genesis of low oil-saturated reservoir of Putaohua oil layer in Gulong sag[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(3): 320-323.
- [5] XI Kelai, CAO Yingchang, LIU Keyu, et al. Factors influencing oil saturation and exploration fairways in the Lower Cretaceous Quantou Formation tight sandstones, southern Songliao Basin, China [J]. Energy Exploration & Exploitation, 2018, 36(5): 1061-1085.
- [6] LAI Jin, PANG Xiaojiao, XU Feng, et al. Origin and formation mechanisms of low oil saturation reservoirs in Nanpu sag, Bohai Bay Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 110: 317-334.
- [7] 王建民, 刘生福, 李军, 等. 陕北中生界特低渗透高含水油藏特征及成因[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 583-588.  
WANG Jianmin, LIU Shengfu, LI Jun, et al. Characteristics and causes of Mesozoic reservoirs with extra-low permeability and high water cut in northern Shaanxi [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 583-588.
- [8] ZHAO Jingzhou, LI Jun, CAO Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: an alternative model for the formation of large tight oil and gas accumulations [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 174: 25-39.
- [9] LI Jun, ZHAO Jingzhou, WEI Xinshan, et al. Gas expansion caused by formation uplifting and its effects on tight gas accumulation: a case study of Sulige gas field in Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1266-1281.
- [10] 李军, 赵靖舟, 凡元芳, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界连续型气藏天然气运移机制[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 592-600.

- LI Jun, ZHAO Jingzhou, FAN Yuanfang, et al. Gas migration mechanism of quasi-continuous accumulation in the Upper Paleozoic of Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(5): 592-600.
- [11] 李卓, 姜振学, 李峰. 塔里木盆地塔中 16 石炭系低含油饱和度油藏成因机理[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2014, 39(5): 557-564.
- LI Zhuo, JIANG Zhenxue, LI Feng. Genetic mechanism of carboniferous low-oil saturation reservoirs in Tazhong-16 well block [J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2014, 39(5): 557-564.
- [12] 张华, 康积伦, 王兴刚, 等. 吐哈盆地台北凹陷低饱和度油藏特征及其成因[J]. *新疆石油地质*, 2020, 41(6): 685-691.
- ZHANG Hua, KANG Jilun, WANG Xinggang, et al. Characteristics and genesis of low oil-saturation reservoirs in Taibei sag, Tuhaha Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2020, 41(6): 685-691.
- [13] 刘柏林, 王友启. 准噶尔盆地中部 I 区块低含油饱和度油藏形成机理[J]. *新疆石油地质*, 2010, 31(3): 273-275.
- LIU Bolin, WANG Youqi. Low oil-saturated reservoir-forming mechanism in No. 1 area in central Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2010, 31(3): 273-275.
- [14] HAO Fang, ZHANG Zhihuan, ZOU Huayao, et al. Origin and mechanism of the formation of the low-oil-saturation Moxizhuang field, Junggar Basin, China; implication for petroleum exploration in basins having complex histories[J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(6): 983-1008.
- [15] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. *石油学报*, 2017, 38(9): 973-998.
- ZHAO Jingzhou, LI Jun, XU Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(9): 973-998.
- [16] LI Jun, TANG Yong, WU Tao, et al. Overpressure origin and its effects on petroleum accumulation in the conglomerate oil province in Mahu sag, Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 726-739.
- [17] LI Jun, ZHAO Jingzhou, HOU Zhiqiang, et al. Origins of overpressure in the central Xihu depression of the East China Sea shelf basin[J]. *AAPG Bulletin*, 2021, 105(8): 1627-1659.
- [18] LAHANN R W, SWARBRICK R E. Overpressure generation by load transfer following shale framework weakening due to smectite diagenesis[J]. *Geofluids*, 2011, 11(4): 362-375.
- [19] HAO Fang, LIU Jianzhang, ZOU Huayao, et al. Mechanisms of natural gas accumulation and leakage in the overpressured sequences in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea[J]. *Earth Science Frontiers*, 2015, 22(1): 169-180.
- [20] HAO Fang, ZHU Weilin, ZOU Huayao, et al. Factors controlling petroleum accumulation and leakage in overpressured reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 99(5): 831-858.
- [21] FINKBEINER T, ZOBACK M, FLEMINGS P, et al. Stress, pore pressure, and dynamically constrained hydrocarbon columns in the South Eugene island 330 field, northern Gulf of Mexico[J]. *AAPG Bulletin*, 2001, 85(6): 1007-1031.
- [22] HILLIS R R. Coupled changes in pore pressure and stress in oil fields and sedimentary basins[J]. *Petroleum Geoscience*, 2001, 7(4): 419-425.
- [23] 张向涛, 李军, 向绪洪, 等. 珠江口盆地深水白云凹陷超压成因机制及其勘探意义[J]. *石油学报*, 2022, 43(1): 41-57.
- ZHANG Xiangtao, LI Jun, XIANG Xuhong, et al. Genetic mechanism of overpressure and its significance on petroleum exploration in Baiyun sag in the deep water zone of Pearl River Mouth Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(1): 41-57.
- [24] 杨朝洪, 司马立强, 王亮, 等. 准噶尔盆地莫索湾凸起八道湾组低饱和度油藏成因分析[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(5): 42-48.
- YANG Chaohong, SIMA Liqiang, WANG Liang, et al. Genesis analysis of low saturation oil reservoirs in Badaowan Formation of Mosuowan bulge in Junggar Basin[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(5): 42-48.
- [25] 宋永, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地油气勘探新领域、新类型及勘探潜力[J]. *石油学报*, 2024, 45(1): 52-68.
- SONG Yong, TANG Yong, HE Wenjun, et al. New fields, new types and exploration potentials of oil-gas exploration in Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(1): 52-68.
- [26] 吾尔妮萨罕·麦麦提敏, 李军, 赵靖舟, 等. 准噶尔盆地莫索湾凸起侏罗系超压成因[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(9): 1590-1600.
- WUERNISAHAN Maimaitimin, LI Jun, ZHAO Jingzhou, et al. Genesis of Jurassic overpressure in the Mosuowan uplift of the Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(9): 1590-1600.
- [27] 吴涛, 徐泽阳, 闫文琦, 等. 准噶尔盆地莫索湾地区侏罗系超压预测技术研究[J]. *地球科学进展*, 2024, 39(4): 429-439.
- WU Tao, XU Zeyang, YAN Wenqi, et al. Research on prediction technologies for overpressure in the Jurassic strata of the Mosuowan area, Junggar Basin [J]. *Advances in Earth Science*, 2024, 39(4): 429-439.
- [28] 唐勇, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔叠合盆地复式油气成藏规律[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 132-148.
- TANG Yong, SONG Yong, HE Wenjun, et al. Characteristics of composite hydrocarbon accumulation in a superimposed basin, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 132-148.
- [29] 王小军, 宋永, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地复合含油气系统与复式聚集成藏[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(4): 29-43.
- WANG Xiaojun, SONG Yong, ZHENG Menglin, et al. Composite petroleum system and multi-stage hydrocarbon accumulation in Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(4): 29-43.
- [30] 费李莹, 王仕莉, 苏昶, 等. 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷东斜坡侏罗系三工河组油气成藏特征及控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(5): 708-719.
- FEI Liying, WANG Shili, SU Chang, et al. Characteristics of hydrocarbon accumulation and its controlling factors in Jurassic Sangonghe Formation in the east slope of Well Pen-1 western depression in Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(5): 708-719.
- [31] 李振宏, 汤良杰, 丁文龙, 等. 准噶尔盆地腹部地区断裂特征分析[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(1): 40-43.
- LI Zhenhong, TANG Liangjie, DING Wenlong, et al. Fault characteristic analysis for the hinterland of Junggar Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(1): 40-43.
- [32] 何文军, 王绪龙, 邹阳, 等. 准噶尔盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. *海相油气地质*, 2019, 24(2): 75-84.
- HE Wenjun, WANG Xulong, ZOU Yang, et al. The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Junggar Basin[J]. *Marine origin Petroleum Geology*, 2019, 24(2): 75-84.
- [33] 吴海生, 郑孟林, 何文军, 等. 准噶尔盆地腹部地层压力异常特征与控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(6): 1135-1146.
- WU Haisheng, ZHENG Menglin, HE Wenjun, et al. Formation pressure anomalies and controlling factors in central Juggar Basin

- [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(6): 1135-1146.
- [34] HELSET H M, LANDER R H, MATTHEWS J C, et al. The role of diagenesis in the formation of fluid overpressures in clastic rocks[J]. *Norwegian Petroleum Society Special Publication*, 2002, 11: 37-50.
- [35] SWARBRICK R E, OSBORNE M J, YARDLEY G S. Comparison of overpressure magnitude resulting from the main generating mechanisms[M]// HUFFMAN A R, BOWERS G L. Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction. AAPG, 2002, 76: 1-12.
- [36] LAHANN R W, LAHANN W, MCCARTY D K, et al. Influence of clay diagenesis on shale velocities and fluid-pressure[C]// Offshore Technology Conference. Houston, Texas: Offshore Technology Conference, 2001, 33: 37-43.
- [37] LAHANN R. Impact of smectite diagenesis on compaction modeling and compaction equilibrium[C]// International Forum on Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction. Houston, Texas: American Association of Drilling Engineers, 2002, 76: 61-72.
- [38] GOULTY N R, RAMDHAN A M, JONES S J. Chemical compaction of mudrocks in the presence of overpressure[J]. *Petroleum Geoscience*, 2012, 18(4): 471-479.
- [39] NORDGÅRD BOLÅS H M, HERMANRUD C, TEIGE G M G. Origin of overpressures in shales: constraints from basin modeling[J]. *AAPG Bulletin*, 2004, 88(2): 193-211.
- [40] BJORKUM P A, NADEAU P H. Temperature controlled porosity/permeability reduction, fluid migration, and petroleum exploration in sedimentary basins[J]. *The APPEA Journal*, 1998, 38(1): 453-465.
- [41] 国家能源局. 沉积盆地流体包裹体显微测温方法: SY/T 6010—2011[S]. 北京: 石油工业出版社, 2011.  
National Energy Administration. Test method for fluid inclusion in sedimentary basins by microthermometry: SY/T 6010-2011 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [42] DUAN Zhenhao, MAO Shide. A thermodynamic model for calculating methane solubility, density and gas phase composition of methane-bearing aqueous fluids from 273 to 523 K and from 1 to 2000 bar[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2006, 70(13): 3369-3386.
- [43] DUTTA N C. Effect of chemical diagenesis on pore pressure in argillaceous sediment[J]. *The Leading Edge*, 2016, 35(6): 523-527.
- [44] DUTTA N C, KHAZANEHDARI J. Estimation of formation fluid pressure using high-resolution velocity from inversion of seismic data and a rock physics model based on compaction and burial diagenesis of shales[J]. *The Leading Edge*, 2006, 25(12): 1528-1539.
- [45] 吾尔妮萨罕·麦提敏. 准噶尔盆地腹部莫索湾凸起-莫北凸起超压成因研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2024.  
WUERNISAHAN Maimaitimin. The study of overpressure genesis in the Mosuowan-Mobei uplift of the Junggar Basin[D]. Xi'an: Xi'an Shiyu University, 2024.
- [46] 邹华耀, 郝芳, 张柏桥, 等. 准噶尔盆地腹部油气充注与再次运移研究[J]. *地质科学*, 2005, 40(4): 499-509.  
ZOU Huayao, HAO Fang, ZHANG Boqiao, et al. History of hydrocarbon-filling and remigrating in hinterland of the Junggar Basin[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2005, 40(4): 499-509.
- [47] 石新朴, 王绪龙, 曹剑, 等. 准噶尔盆地莫北—莫索湾地区原油成因分类及运聚特征[J]. *沉积学报*, 2010, 28(2): 380-387.  
SHI Xinpu, WANG Xulong, CAO Jian, et al. Genetic type of oils and their migration/accumulation in the Mobei-Mosuowan area, central Junggar Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(2): 380-387.
- [48] 王宏博, 马存飞, 曹铮, 等. 基于岩相的致密砂岩差异成岩作用及其储层物性响应——以准噶尔盆地莫西庄地区下侏罗统三工河组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 976-992.  
WANG Hongbo, MA Cunfei, CAO Zheng, et al. Differential diagenesis and reservoir physical property responses of tight sandstone based on lithofacies: a case study on the Lower Jurassic Sangonghe Formation in Moxizhuang area, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 976-992.
- [49] 孙靖, 郭旭光, 尤新才, 等. 准噶尔盆地深层—超深层致密碎屑岩储层特征及有效储层成因[J]. *地质学报*, 2022, 96(7): 2532-2546.  
SUN Jing, GUO Xuguang, YOU Xincan, et al. Characteristics and effective reservoir genesis of deep to ultra-deep tight clastic reservoir of Junggar Basin, NW China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(7): 2532-2546.
- [50] 高崇龙, 纪友亮, 高志勇, 等. 准噶尔盆地腹部深层储层物性保存过程多因素耦合分析[J]. *沉积学报*, 2017, 35(3): 577-591.  
GAO Chonglong, JI Youliang, GAO Zhiyong, et al. Multi-factor coupling analysis on property preservation process of deep buried favorable reservoir in hinterland of Junggar Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2017, 35(3): 577-591.
- [51] 孙靖, 薛晶晶, 曾德龙, 等. 准噶尔盆地腹部深层八道湾组致密储层特征及主控因素[J]. *东北石油大学学报*, 2017, 41(1): 1-10.  
SUN Jing, XUE Jingjing, ZENG Delong, et al. Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultradeep tight reservoirs in Junggar Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2017, 41(1): 1-10.
- [52] GAARENSTROOM L, TROMP R A J, DE JONG M C, et al. Overpressures in the Central North Sea: implications for trap integrity and drilling safety[M]// *Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 4th Conference*. London: The Geological Society of London, 1993: 1305-1313.
- [53] LUPA J, FLEMINGS P, TENNANT S. Pressure and trap integrity in the deepwater Gulf of Mexico[J]. *The Leading Edge*, 2002, 21(2): 184-187.
- [54] SELDON B, FLEMINGS P B. Reservoir pressure and seafloor venting: predicting trap integrity in a Gulf of Mexico deepwater turbidite minibasin[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 193-209.
- [55] TINGAY M R P, HILLIS R R, MORLEY C K, et al. Present-day stress and Neotectonics of Brunei: implications for petroleum exploration and production[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(1): 75-100.
- [56] SWARBRICK R E, LAHANN R W. Estimating pore fluid pressure-stress coupling[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 78: 562-574.
- [57] 贺文君. 准噶尔盆地腹部深层异常压力成因及演化[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2023.  
HE Wenjun. Generation mechanisms and evolution of the overpressures in the deep formation in the central of Junggar Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2023.
- [58] CAILLET G, JUDGE N C, BRAMWELL N P, et al. Overpressure and hydrocarbon trapping in the chalk of the Norwegian Central Graben[J]. *Petroleum Geoscience*, 1997, 3(1): 33-42.