

张泽, 常健, 单祥, 李晨星, 郭华军, 彭博, 徐甲博, 黄越. 2024. 玛湖凹陷及周缘二叠系超压分布特征及成因研究. 地质科学, 59(5): 1229-1244. DOI: 10.12017/dzkx.2024.086.

Zhang Ze, Chang Jian, Shan Xiang, Li Chenxing, Guo Huajun, Peng Bo, Xu Jiabo, Huang Yue. 2024. Pressure distribution characteristics and overpressure genesis of the Permian formation in Mahu Sag and surrounding areas. *Chinese Journal of Geology*, 59(5): 1229-1244. DOI: 10.12017/dzkx.2024.086.

玛湖凹陷及周缘二叠系超压分布特征及成因研究^{*}

张 泽^{1,2} 常 健^{1,2} 单 祥³ 李晨星^{1,2}

郭华军³ 彭 博³ 徐甲博^{1,2} 黄 越^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学院 北京 102249;

3. 中国石油杭州地质研究院 杭州 310023)

摘要 最新钻井显示玛湖凹陷二叠系碎屑岩层普遍存在超压, 但超压分布不明且超压主控因素研究相对薄弱。本文旨在分析玛湖凹陷地区二叠系异常压力纵向和平面的分布规律, 明确异常压力的主控因素, 阐述超压形成机制, 揭示超压与油气分布之间的联系。利用65口井的79个实测压力数据、钻井泥浆密度以及测井曲线资料等, 采用测井曲线分析法、Bowers法和密度—声波速度交会图法, 运用平衡深度法和Eaton法预测压力, 在此基础上结合超压发育的地质环境综合讨论了其形成的主要原因。玛湖凹陷地区异常压力存在于三叠系白碱滩组及以下地层, 下部地层压力逐渐增大, 垂向上压力具有单一结构特征。下乌尔禾组异常压力由乌夏断裂带向东南方向逐渐增大, 在达巴松凸起压力系数最高达2.0。烃源岩的生烃增压效应是形成玛湖凹陷地区超压的重要因素, 玛南斜坡的下乌尔禾组及中拐凸起的上乌尔禾组为不均衡压实和生烃增压复合成因, 而风城组为构造挤压与生烃增压复合成因, 达巴松凸起下乌尔禾组为流体膨胀和压力传导成因。由于玛湖凹陷西斜坡区断裂发育, 构造挤压造成的超压已消失, 仅留下具有构造挤压形成的测井曲线的超压响应特征, 现今的超压还是以生烃增压为主, 产生的超压为油气运移提供动力; 构造活动产生的断裂作为油气运移和压力传导的路径, 影响了该地区的异常压力大小与油气的垂向分布。

关键词 玛湖凹陷 二叠系 地层压力分布 超压成因 压力预测

中图分类号: TE122

文献标识码: A

文章编号: 0563-5020(2024)05-1229-16

Pressure distribution characteristics and overpressure genesis of the Permian formation in Mahu Sag and surrounding areas

Zhang Ze^{1,2} Chang Jian^{1,2} Shan Xiang³ Li Chenxing^{1,2}

Guo Huajun³ Peng Bo³ Xu Jiabo^{1,2} Huang Yue^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249; 3. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou 310023)

Abstract Recent drilling examples have revealed the widespread existence of overpressure in the Permian clastic rock layers of the Mahu Sag, but the distribution of overpressure remains unclear and the research on the main controlling factors of overpressure are relatively weak. This paper aims to analyze the vertical and horizontal distribution patterns of abnormal pressure in the Permian of the Mahu Sag, clarify the main controlling factors of

* 基金项目: 中国石油天然气股份有限公司“十四五”基础性前瞻性重大科技项目(编号: 2021DJ0202, 2021DJ0108)和中国石油天然气股份有限公司科技专项(编号: 2023ZZ24-01)资助

本文作者: 张 泽, 男, 1998年生, 硕士研究生, 地质资源与地质工程专业。E-mail: zhangze@student.cup.edu.cn

常 健, 男, 1982年生, 博士, 教授, 石油地质学专业。本文通讯作者。E-mail: changjian@cup.edu.cn

收稿日期: 2024-02-25, 修回日期: 2024-06-18

abnormal pressure, elaborate the formation mechanism of overpressure, and reveal the relationship between overpressure and oil and gas distribution. Using 79 measured pressure data from 65 wells, drilling mud density and well logging curve data, this study employed well logging curve analysis, Bowers method, and density-acoustic velocity crossplot method to predict pressure using the equilibrium depth method and Eaton method. Based on these predictions, the main reasons for the formation of overpressure were comprehensively discussed in combination with the geological environment of overpressure development. Abnormal pressure in the Mahu Sag exists in the Triassic Baijiantan Formation and underlying strata, with gradually increasing pressure in the lower strata and a single structural characteristic vertically. The abnormal pressure in the Lower Wuerhe Formation gradually increases from the Wuxia Fault Zone to the southeast direction, reaching a maximum pressure coefficient of 2.0 in the Dabasong Bulge. The hydrocarbon generation and pressure increase effect of source rocks is an important factor in the formation of overpressure in the Mahu Sag. The Lower Wuerhe Formation in the Manan slope and the Upper Wuerhe Formation in the Zhongguai Bulge are caused by a combination of unbalanced compaction and hydrocarbon generation pressure increase, while the Fengcheng Formation is caused by a combination of tectonic compression and hydrocarbon generation pressure increase. The Lower Wuerhe Formation in the Dabasong Bulge is caused by fluid expansion and pressure conduction. Due to the development of faults in the western slope area of the Mahu Sag, the overpressure caused by tectonic compression has dissipated, leaving only the overpressure response characteristics of the logging curve formed by tectonic compression. The current overpressure is still dominated by hydrocarbon generation pressure increase, which provides the power for oil and gas migration. Faults generated by tectonic activities serve as pathways for oil and gas migration and pressure conduction, affecting the magnitude of abnormal pressure and the vertical distribution of oil and gas in the area.

Keywords Mahu Sag, Permian strata, Formation pressure distribution, Genesis of overpressure, Pressure prediction

玛湖凹陷是准噶尔盆地中最富烃的凹陷，其面积约为 $6\ 800\text{ km}^2$ ，已发现三级储量 $12.4\times10^8\text{ t}$ ，探明储量 $5.2\times10^8\text{ t}$ (唐勇等, 2019)。在油气勘探开发时，异常压力对钻井安全、油气产量有重要影响，与油气田的联系密切(杜栩等, 1995；褚庆忠和李耀华, 2001；卞从胜和柳广弟, 2009；赵靖舟等, 2017)，因此需厘清现今地层超压分布特征，明确超压主控因素。前人仅对三叠系百口泉组的压力平面分布特征进行了分析(冯冲等, 2014, 2022；李军等, 2020)，二叠系相关的地层压力平面分布特征还不明确，上下地层的压力分布的差异性往往能指示油气运移聚集区(郝芳等, 2000, 2002；郝芳和董伟良, 2001)，因此二叠系地层压力分布特征急需完善。有学者采用Bowers法(Bowers, 1995, 2002；刘一锋等, 2016；李军等, 2020)、速度—密度交汇图法(Bowers, 2001；张凤奇等, 2013, 2020)、孔隙度对比法(Hermanrud et al., 1998；Tingay et al., 2009)等方法有效地判识了超压成因。李军等(2020)在该研

究区三叠系百口泉组和二叠系下乌尔禾组对超压成因进行研究，但没有深入地对风城组的超压成因进行分析。不同的沉积环境、沉积物特征和地下的构造活动，可能导致超压成因不同，进一步深入分析超压地层的成因有利于进行油气成藏等研究。玛湖凹陷西部受冲断活动影响(何登发等, 2018a, 2018b；何登发, 2022)，西部斜坡区断裂相对发育，叠瓦冲断或构造楔活动导致地层下部的风城组和佳木河组向东南方向倾斜，地层受到一定的侧向挤压的应力(金爱民等, 2006)。目前该地区超压与构造挤压的关系尚未找到可靠依据和判断方法。在二叠世早期准噶尔盆地大地热流值高(饶松等, 2018)，烃源岩生烃时间早(齐雯等, 2015)，后期热流低，生烃作用持续时间长，在地质历史时期生烃增压效应不能忽视(郝芳等, 2006)。温度与超压存在正相关关系(刘一锋等, 2015)，地温变化会影响有机质的演化程度，从而影响生烃增压产生超压的强度。

本文选取玛湖凹陷及周缘构造单元具有代表

性的典型单井(乌夏断裂带 FN14 井、中拐凸起 JL49 井、玛湖凹陷 MH28 井和达巴松凸起 D9 井)作为研究对象, 结合钻井液密度、实测地层压力、测井等资料, 明确超压在垂向和平面的分布规律, 采用测井曲线分析法、Bowers 法和密度—声波速度交会图法研究玛湖凹陷地区二叠系超压形成机制, 对控制形成玛湖凹陷地区超压形成的关键因素进行分析, 为下一步勘探提供理论依据。

1 区域地质概况

玛湖凹陷位于准噶尔盆地的西北缘, 西邻乌夏断裂带和克百断裂带, 南邻中拐凸起和达巴松凸起, 东接夏盐凸起、三个泉凹陷和英西凹陷, 北部为石英滩凹陷(图 1)。研究区早期处于洋盆环境下, 在晚石炭世所有洋盆闭合, 形成以石炭系地层为基底, 上覆二叠系至今的巨厚沉积地层, 经历多期构造运动, 其中包括 3 个构造演化旋回阶段(陈新等, 2002; 何登发等, 2018a): 1) 泥盆纪—早石炭世伸展聚敛旋回; 2) 晚石炭世—三叠纪伸展聚敛旋回; 3) 侏罗纪—第四纪伸展聚敛旋回。二叠系自下而上发育佳木河组(P_{j})、风城组(P_f)、夏子街组(P_{2x})、下乌尔禾组(P_{3w_1})、上

乌尔禾组(P_{3w_2})地层。下二叠统佳木河组和风城组为烃源岩层系, 风城组发育碱湖相烃源岩, 是全球最古老的碱湖优质烃源岩, 生烃潜力巨大; 除此之外, 玛湖凹陷含有石炭系、中二叠统下乌尔禾组共 4 套烃源岩(陈建平等, 2016; 张昌民等, 2020; 李建忠等, 2022)。佳木河组烃源岩的有机质类型主要为Ⅲ型干酪根; 风城组有机质类型以 I—II 型干酪根为主, 具有很大的生烃潜力, 也是玛湖凹陷区域里的主力烃源岩; 下乌尔禾组有机质类型以 II—III 型干酪根为主。西北缘的风城组镜质体反射率 Ro 为 0.85%~1.12%, 凹陷中心下乌尔禾组镜质体反射率达到 1.3% 以上, 在玛湖凹陷东部斜坡地区, 二叠系烃源岩的镜质组反射率为 1.15%~1.56%, 大部分地区热演化成熟度高, 为上部上乌尔禾组、百口泉组等储层提供良好的油气来源(高岗等, 2016; 雷德文等, 2017; 徐子煜等, 2020; 姜福杰等, 2023; 唐勇等, 2023)。

2 实测压力特征

实测压力是通过使用钻杆仪器对渗透性地层直接测量得到(表 1), 其测量结果的准确性非常高。钻井泥浆用于平衡地下孔隙流体压力, 泥浆

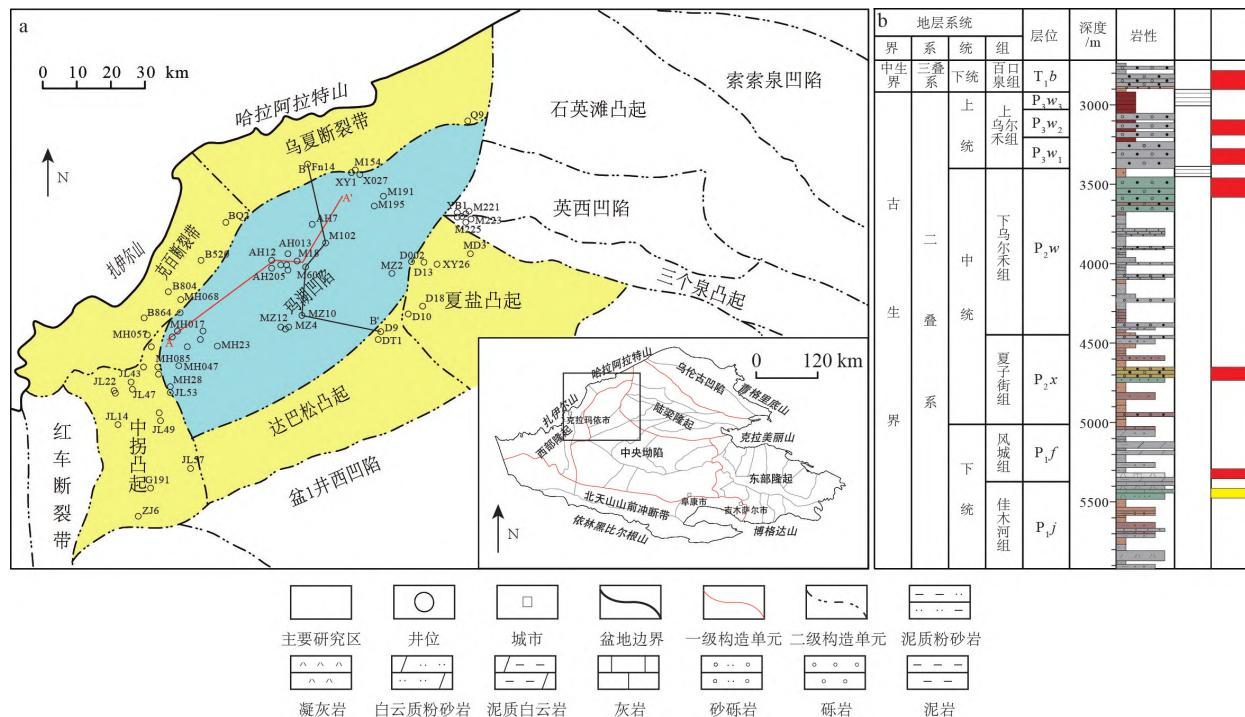


图 1 准噶尔盆地玛湖凹陷区域构造位置(a)与岩性柱状图(b. 据黄立良等, 2022 修改)

Fig. 1 Regional structural location (a) and lithologic histogram (b. modified from Huang et al., 2022) of Mahu Sag in the Junggar Basin

表 1 玛湖凹陷地区井位实测地层压力数据

Table 1 Measured formation pressure data in the Mahu Sag areas

构造单元	井名	层位	深度/m	压力系数	构造单元	井名	层位	深度/m	压力系数	构造单元	井名	层位	深度/m	压力系数
玛湖凹陷	AH1	T ₁ b	3800.0	1.59	玛湖凹陷	MZ2	T ₁ b	4199.0	1.70	中拐凸起	G191	J ₁ b	3196.8	1.03
	AH6	T ₁ b	3893.5	1.57		MZ4	T ₃ b	3500.0	1.78		JL14	C	3029.0	1.29
	AH7	T ₁ b	3632.3	0.96		MZ12	P ₂ w	4674.0	1.90		JL22	C	2940.0	1.36
	AH12	J ₁ b	2438.0	1.02		MZ401	T ₃ b	3603.8	1.73		JL35	P ₁ f	4516.0	1.05
	AH12	T ₂ k	3218.0	1.26	达巴松凸起	D9	T ₁ b	4716.5	1.84		JL35	P ₂ x	4350.0	1.26
	AH013	T ₁ b	3807.0	1.45		D9	T ₂ k	4233.0	1.56		JL43	P ₃ w	3219.0	1.06
	AH013	T ₁ b	3758.5	1.37		DT1	C	5852.0	1.76		JL46	P ₃ w	3323.0	1.31
	AH205	T ₁ b	3815.5	1.51		DT1	P ₁ f	5658.0	1.88		JL47	P ₃ w	3233.5	1.27
	JL53	P ₂ x	4590.5	1.21		DT1	P ₂ w	5339.0	1.89		JL49	P ₂ x	4451.5	1.4
	M18	T ₁ b	3909.0	1.69	夏盐凸起	MD3	P ₁ j	4685.1	1.32		JL57	P ₁ j	5266.0	1.08
	M191	T ₁ b	3671.0	1.28		D002	T ₁ b	4191.0	1.74		JL112	C	2904.0	1.09
	M195	T ₁ b	3542.0	1.51		D10	T ₁ b	4567.0	1.94		MH5	P ₂ x	4219.5	1.13
	M602	T ₁ b	3885.8	1.52		D13	T ₁ b	4180.0	1.70		MH050	P ₂ w	3419.0	1.25
	M607	P ₂ w	4072.0	1.75		D18	P ₂ w	4937.0	1.77		MH050	P ₃ w	3218.0	1.33
	MH017	P ₂ w	3635.3	1.55		XY26	C	5355.0	1.68		MH085	P ₃ w	3695.0	1.23
	MH019	P ₃ w	3514.5	1.35	克百断裂带	B804	T ₃ b	1750.5	0.88		ZJ6	P ₃ w	4815.0	1.12
	MH021	T ₁ b	3618.5	1.59		B804	T ₂ k	2528.4	1.28		ZJ601_H	P ₁ j	5126.0	1.12
	MH022	P ₃ w	3743.0	1.67		B864	P ₁ f	2982.0	0.92		M217	P ₂ w	4002.5	1.61
	MH23	P ₃ w	4210.0	1.8		B520	P ₂ w	1966.0	0.77		M221	P ₂ w	3798.0	1.51
	MH28	P ₁ f	4916.5	1.37		BQ2	P ₂ x	3261.0	0.90		M223	T ₁ b	3690.3	1.31
	MH28	P ₁ f	4810.5	1.38		BQ2	P ₂ x	3211.7	1.02		M224	P ₂ w	3943.0	1.54
	MH28	P ₂ x	4530.0	1.40		MH057	P ₂ w	3380.5	1.16		M225	P ₂ w	4101.0	1.41
	MH040	P ₂ w	3838.3	1.69		MH068	T ₂ k	2523.0	1.14		YB1	P ₂ w	4015.9	1.00
	MH047	P ₃ w	3908.0	1.52	乌夏断裂带	M154	T ₁ b	3031.0	1.15		YB1	T ₁ b	3790.5	1.35
	MH055	T ₁ b	3170.3	1.18		Q9	T ₂ k	1969.5	1.07		YB4	P ₂ w	3910.5	1.65
	MZ2	P ₂ w	4368.5	1.76		X027	T ₂ k	3000.0	1.05					
	MZ2	T ₁ b	4277.5	1.73		XY1	P ₂ x	4928.5	1.30					

密度换算地层压力与现场实测压力一致性较好。因此实测压力和钻井泥浆密度可以作为预测压力准确性的参考依据。

收集到的 65 口井的 79 个实测压力数据表明(图 2), 异常压力大多数出现在白碱滩组(T₃b)及以下地层, 直至深处石炭系(C)均有超压存在。玛湖凹陷及周缘地区超压现象非常普遍, 其中玛湖凹陷、达巴松凸起和夏盐凸起超压幅度最大, 中拐凸起次之, 克百断裂带和乌夏断裂带相对最弱。

本文根据前人对国内盆地压力系统的划分(杜栩等, 1995), 将压力系数 0.8~1.1 划分为常压, 压力系数 1.1~1.2 为弱超压, 压力系数 1.2~1.5 为超压, 压力系数大于 1.5 为强超压。对玛湖凹陷、

达巴松凸起和夏盐凸起实测压力分析, 白碱滩组以上地层发育常压, 以下地层发育超压, 相同地层随着埋深增大, 地层压力随之增大。DT1 井下乌尔禾组压力系数可高达 1.89, 为强超压。这 3 个构造单元超压基本发生在 3 000 m 以下的地层, 以上不发育异常压力, 垂向上规律比较统一, 具有单一压力结构特征。

中拐凸起的实测压力在纵向上的分布特征与上述 3 个构造单元相似, 但超压相对较小。JL22 井石炭系的实测压力在 2 940 m 时压力系数为 1.36, 为超压; JL46 井在 3 300 m 的夏子街组压力系数 1.31 为超压, 相同深度的超压强度相似。

克百断裂带的实测压力数据表明在 B804 井的

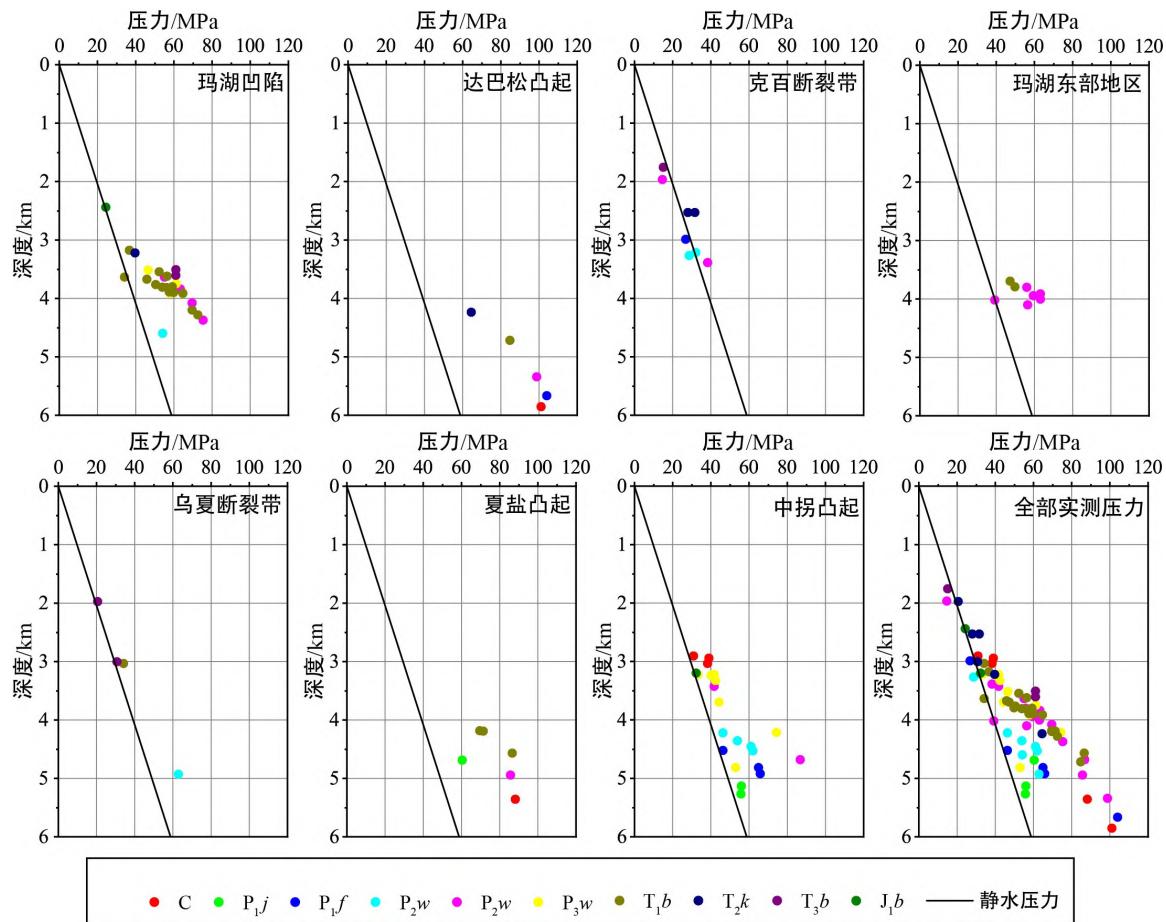


图 2 玛湖凹陷地区实测地层压力数据

Fig. 2 Measured formation pressure data in the Mahu Sag and surrounding areas

克拉玛依组(T_2k)2 500 m即发生超压, 压力系数为1.28, 发生超压的深度较浅。乌夏断裂带XY1井4 900 m夏子街组压力系数为1.3, 超压强度不大。

3 地层压力分布特征

3.1 地层压力平面分布特征

由于研究区内勘探开发技术和程度的关系, 玛湖凹陷中心以及东部的钻井基本上未钻穿二叠系下乌尔禾组地层, 因此仅对下乌尔禾组顶部进行地层压力平面分布特征分析。采用65口井的实测压力以及单井压力分析成果, 使用克里金插值法绘制了玛湖凹陷及周缘下乌尔禾组现今压力、压力系数及剩余压力平面分布图(图3)。二叠系下乌尔禾组现今压力由西北向东南逐渐增大, 玛湖凹陷中央及东部达巴松凸起地区压力系数普遍大于1.4, 剩余压力大于12 MPa, 普遍发育超压—强超压, 达巴松大部分地区压力系数在1.5以上。达

巴松凸起与夏盐凸起交界处压力系数高达1.8~2.0, 剩余压力为42~48 MPa, 为强超压特征。乌夏断裂带基本上为常压, 仅局部FN14井附近发育超压, 克百断裂带靠近玛南斜坡地区和中拐凸起发育超压。

3.2 地层压力连井剖面分布特征

为了展现玛湖凹陷地区声波测井曲线与超压的东西方向的变化规律, 将声波时差曲线结合单井二叠系下乌尔禾组的压力系数制作连井剖面图(图4)。声波时差数据可以体现地层传导属性的变化, 目前研究显示超压段地层的声波传播速度会降低而导致声波时差增大(靳军等, 2021)。玛湖凹陷及周缘地区的声波测井数据由西向东声波时差出现了不同深度的反转, 反转界面在不同构造单元有差异, 到东部达巴松地区的D9井反转界面位于八道湾组底部, 深度达到3 800 m。玛湖凹陷西部克百断裂带和乌夏断裂带的下乌尔禾组地层

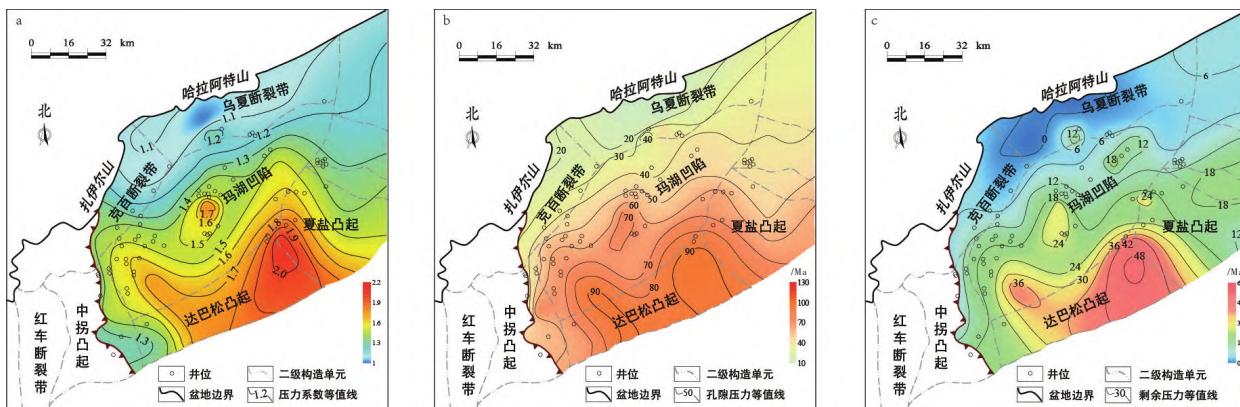


图 3 玛湖凹陷地区下乌尔禾组压力系数(a)、孔隙压力(b)和剩余压力平面分布图(c)

Fig. 3 Distribution characteristics of the Lower Wuerhe Formation pressure coefficient (a), pore pressure (b) and excessive pressure (c) in the Mahu Sag areas

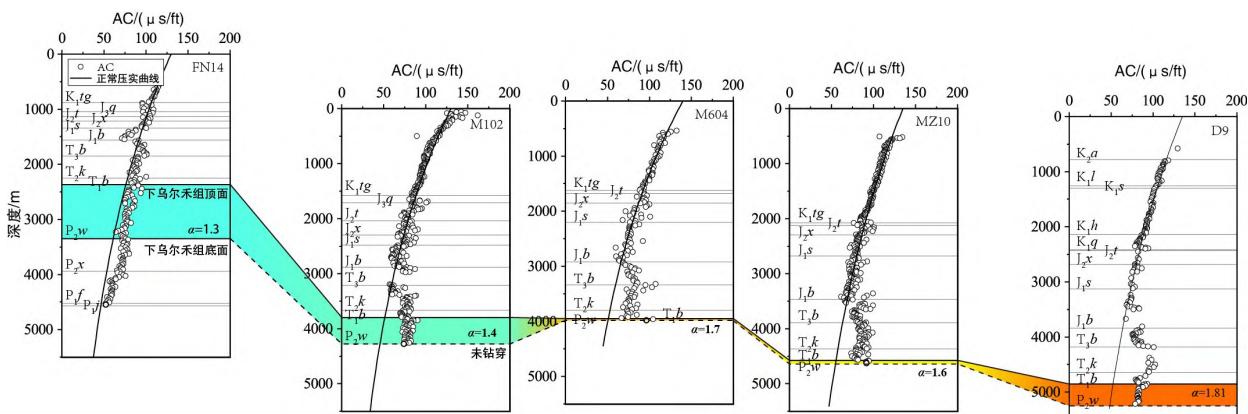


图 4 玛湖凹陷地区下乌尔禾组压力系数连井剖面图(FN14-M102-M604-MZ10-D9)(剖面位置见图 1B-B')

Fig. 4 Distribution characteristics of the Lower Wuerhe Formation pressure coefficient along the connected well profile FN14-M102-M604-MZ10-D9 in the Mahu Sag areas (profile in Fig. 1 B-B')

埋深相对较浅, FN14井下乌尔禾组顶部在2 400 m, 玛湖凹陷中央MZ10井在4 550 m, 达巴松凸起D9井则达到4 800 m, 下乌尔禾组异常压力也随埋深增大而增大, 压力系数从FN14井的1.3到达巴松凸起D9井的1.81。由此规律得出, 在地层不同埋深和沉积厚度的地区, 其声波时差反转界面在地层层序的位置变化不大, 相反压力系数则表现为地层埋深越大压力系数越大。总体上, 玛湖凹陷斜坡区、凹陷中心及东部达巴松凸起的下乌尔禾组超压具有连贯性, 由超压区向强超压区过渡, 并且有逐渐增强趋势。

4 超压成因分析

含油气盆地具体的超压成因主要包括: 不均衡压实、流体膨胀、超压传递和侧向构造挤压等。

超压成因识别是研究地层压力必不可少的关键环节, 对地层压力特征以及形成过程的研究有着非常重要的作用。因此, 采用测井曲线分析法、Bowers法和密度—声波速度交会图法, 对玛湖凹陷及周缘地区的典型单井超压成因进行分析。

4.1 测井曲线分析法

测井曲线分析法采用声波时差、电阻率和密度这3条曲线的特征, 分析单井异常压力形成原因(Bowers, 2002; 赵靖舟等, 2017; 李军等, 2020)。在正常压实趋势下, 随着深度增大, 声波时差逐渐减小, 密度和电阻率则逐渐增大。不同成因超压时, 曲线会发生不同的变化。当出现欠压实现象时, 声波时差增大, 密度和电阻率减小, 3条曲线同时发生反转, 为不均衡压实成因; 而受流体膨胀影响, 声波时差与电阻率基本上同时发

生反转, 密度测井保持不变或者略有减小, 这是由地层经历先压实后成藏引起, 油气充注时对密度影响较小, 但会使声波时差明显增大, 电阻率降低; 侧向的构造挤压产生的效果相当于水平方向的再压实作用, 使得声波时差减小, 电阻率和密度增大, 压实程度增强。

FN14、JL49、MH28和D9井的密度测井值在不同深度均达到了 $2.62\sim2.69\text{ g/cm}^3$, 随后密度保持不变或略有减小, 因此密度测井达到 2.7 g/cm^3 左右时即达到压实极限(图5, 图6)。乌夏断裂带的FN14井仅在风城组下部密度达到极限区间, 说明上部地层未完全压实, 存在不均衡压实的可能, 且声波时差、密度和电阻率曲线在1 640 m同时发生反转, 是不均衡压实成因的特征, 下部在风城组声波时差减小、密度和电阻率增大, 符合构造挤压特征。位于中拐凸起的JL49井和玛湖凹陷斜

坡区的MH28井, 在白碱滩组达到压实极限后, 密度曲线开始反转减小, 下部地层存在欠压实的情况, 风城组也显示出了构造挤压的特征, 说明玛湖西部构造单元均可能受到了构造活动逆冲推覆作用的影响(何登发等, 2018a, 2018b), 从而遭受侧向挤压作用, 导致风城组出现压实作用加强的现象。达巴松凸起的D9井表现出密度测井曲线滞后于声波时差和电阻率的反转深度, 是流体膨胀或压力传导的特征, 声波时差偏离正常压实曲线的幅度大, 而密度反转幅度小, 表明有除不均衡压实以外的烃类充注因素导致。

泥岩含量高的地层因其孔隙较小而封闭性强, 通过岩性录井统计研究发现, 斜坡区的克拉玛依组、白碱滩组的泥岩层段含量达到60%以上(图5, 图6), 而在玛湖东部地区达巴松凸起、夏盐凸起的地层同样泥岩含量高, 对下部超压具有较强的

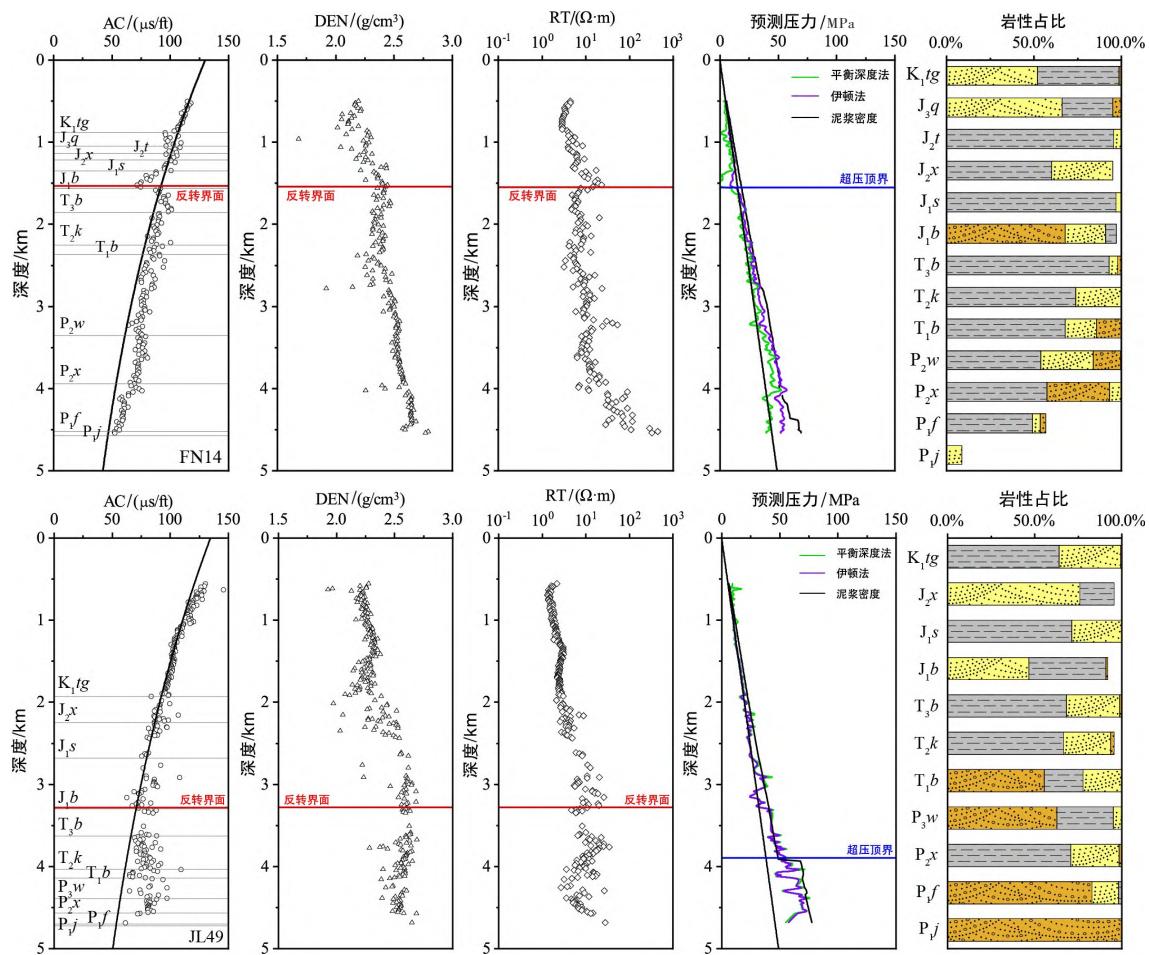


图5 乌夏断裂带FN14井(a)和中拐凸起JL49井(b)声波、密度、电阻率测井曲线以及预测压力和岩性百分比图

Fig. 5 Sonic wave, density and resistivity logging curves, predicted formation pressure profiles and lithology percentage diagrams for the FN14 well (a) in the Wuxia fault zone and the JL49 well (b) in the Zhongguai Bulge

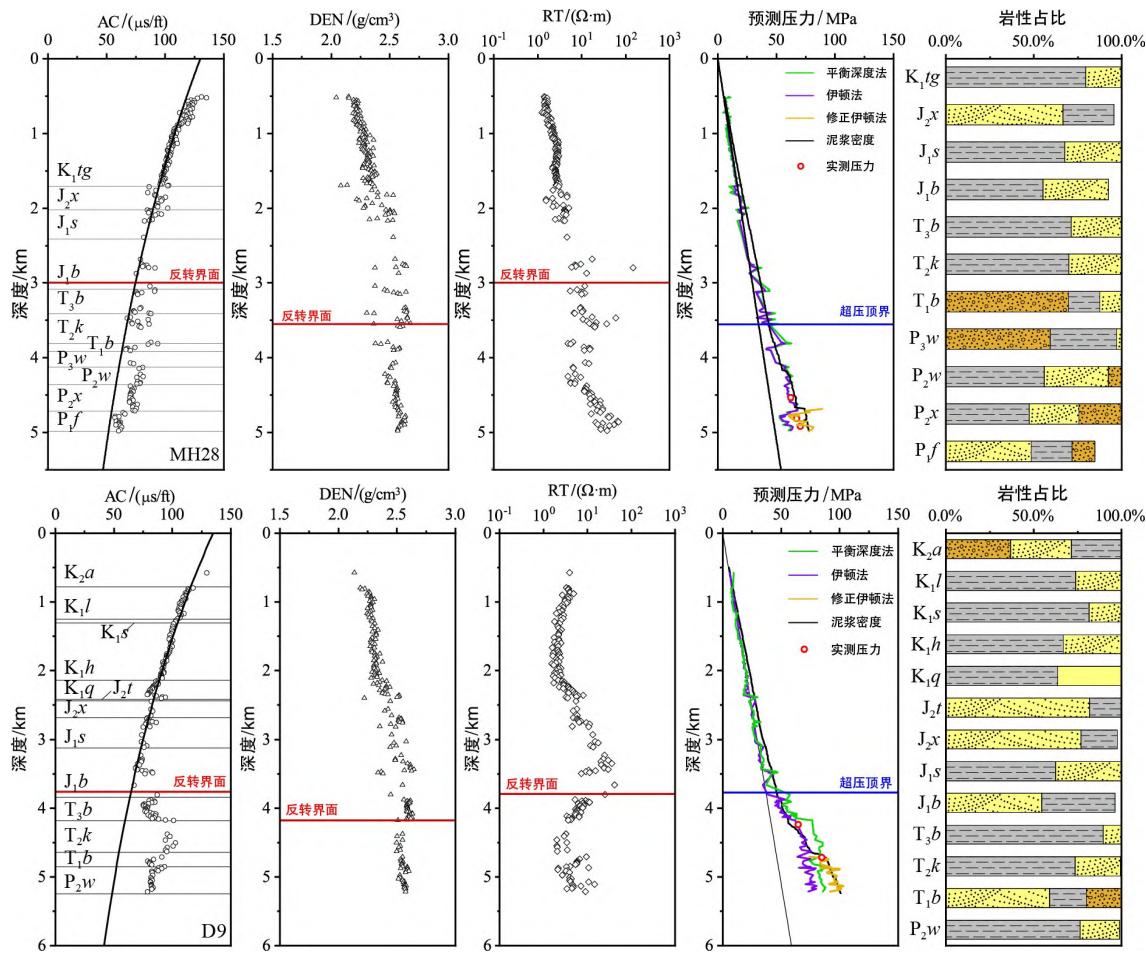


图 6 玛湖凹陷 MH28 井(a)和达巴松凸起 D9 井(b)声波、密度、电阻率测井曲线以及预测压力和岩性百分比图

Fig. 6 Sonic wave, density and resistivity logging curves, predicted formation pressure profiles and lithology percentage diagrams for the MH28 well (a) in the Mahu Sag and the D9 well (b) in the Dabasong Bulge

封堵作用。

4.2 Bowers 法和密度—声波速度交会图法

Bowers 法和密度—声波速度交会图法 (Bowers, 1995, 2002; Tingay et al., 2009, 2013; 赵靖舟等, 2017), 在国内外广泛应用于判识超压形成主控因素, 不均衡压实引起的超压点将位于加载曲线上, 流体膨胀、构造挤压、黏土矿物转化和复合成因超压点均会落在相对应的卸载曲线方向。

流体膨胀、压力传导作用使声波速度、有效应力减小, 相同声波速度下, 流体膨胀比不均衡压实产生的超压要强, 有效应力会大幅度减小, 导致超压点落在加载曲线上之外(图 7), D9 井的下乌尔禾组的特征明显符合流体膨胀成因。不均衡压实作用产生的压力同样会使声波速度和有效应

力减小, 但是超压段声波速度对应的有效应力, 与正常压实情况下相同声波速度对应的有效应力大小一致, 所以不均衡压实的超压点会落在加载曲线上, 可以看到 FN14 井、MH28 井下乌尔禾组和 JL49 井的上乌尔禾组均落在加载曲线上, 表现出不均衡压实的特征。构造挤压会使孔隙减小, 声波速度增大、密度和电阻率增大, 在 Bowers 法中声波速度和密度均会落在加载曲线末端的正上方, 除 D9 井没有钻遇到风城组无法对其分析, 其他 3 口井风城组超压应属于构造挤压形成。其中, MH28 井和 JL49 井的密度—有效应力关系显示出构造挤压特征不明显或非构造挤压的特征, 原因可能是密度已达到压实极限, 而无法再受到侧向应力作用时进一步压实, 与此同时说明构造挤压对孔隙的影响相对较大。

综上, 玛湖凹陷及周缘地区的下乌尔禾组在

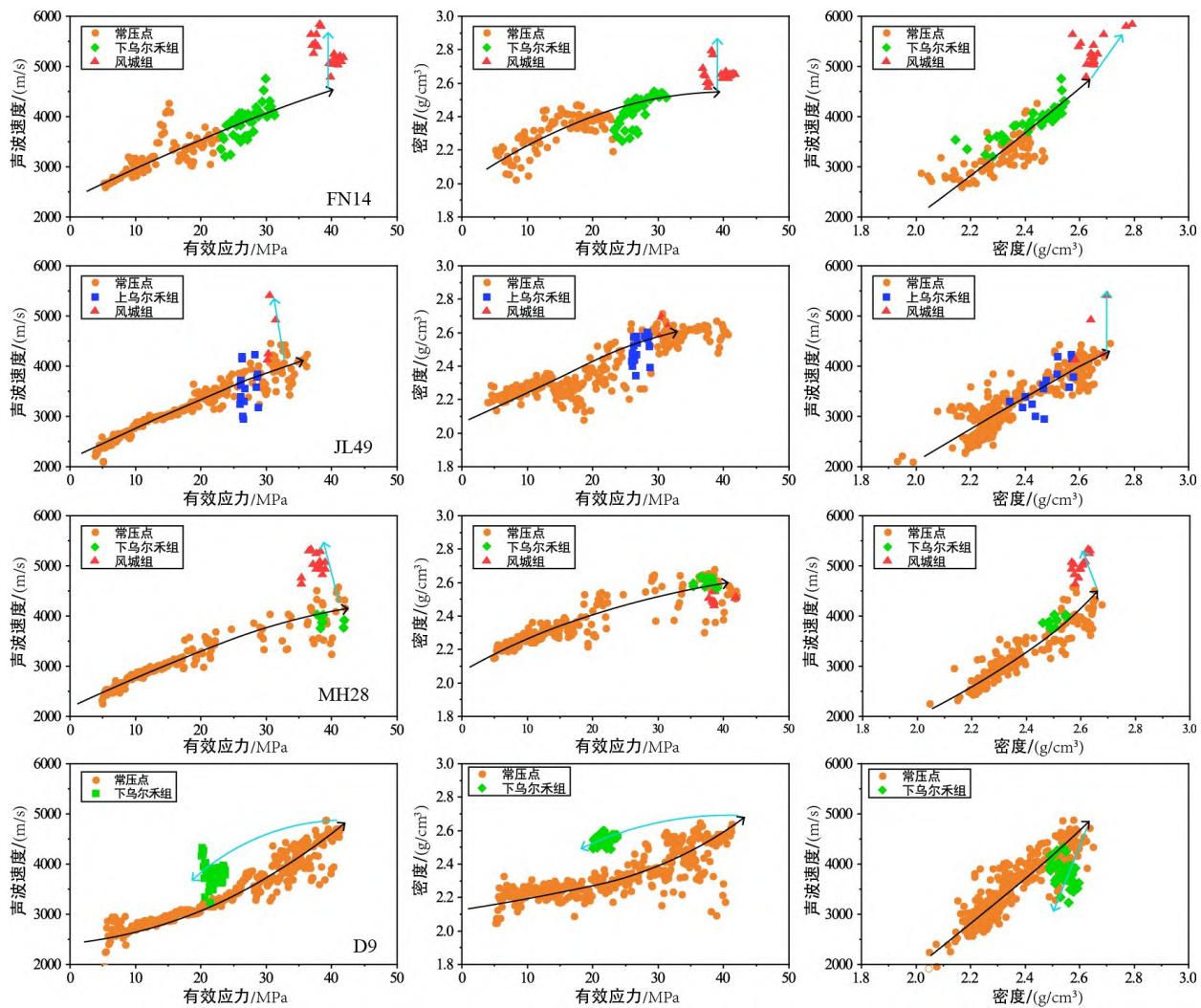


图 7 玛湖凹陷地区 FN14 井、JL49 井、MH28 井和 D9 井 Bowers 法和声波速度—密度交会图

Fig. 7 Bowers method and relationship between density and sonic velocity for wells FN14, JL49, MH28 and D9 in the Mahu Sag areas

区域内可能有不同超压成因。当流体膨胀产生的异常压力值大于欠压实段不均衡压实作用所产生的异常压力大小，就会使超压点偏离加载曲线。但存在的问题是，单纯的不均衡压实作用产生的异常压力，仅由原始孔隙流体滞留产生(褚庆忠和李耀华，2001；王兆云等，2002；赵靖舟等，2017)，玛湖凹陷油气资源丰富，不能忽视生烃作用产生的增压效应。上述钻井的录井资料显示其在三叠系和二叠系的地层有油气显示和含油层，因此下乌尔禾组和上乌尔禾组的超压有非不均衡压实因素参与。

4.3 超压成因机制

(1) 不均衡压实

地层在沉积过程中孔隙受到上覆岩层压力的

影响，随着地层不断沉积，上覆载荷(垂向有效应力)随之增加，孔隙的空间不断降低，孔隙流体排出，当沉积速率比较大而孔隙流体排出速率不能满足压实速率，孔隙空间缩减受阻，造成孔隙空间异常增大，出现欠压实现象(Athy, 1930；樊洪海，2016；赵靖舟等，2017；张旭友等，2022)。一般认为沉积速率大于 150 m/Myr 时，不均衡压实作用可以形成超压(曾治平等，2008)。莺歌海盆地新近纪莺歌海组显示出不均衡压实成因(张旭友等，2022)，其沉积速率达到 900~1 400 m/Myr，满足形成不均衡压实的条件，并且埋深浅，地层年代新。在本文研究地区发现，虽然单个地层的沉积速率较大(图 8)，例如 FN14 井下乌尔禾组的沉积速率可达到 428 m/Myr，但由于地层沉积结束

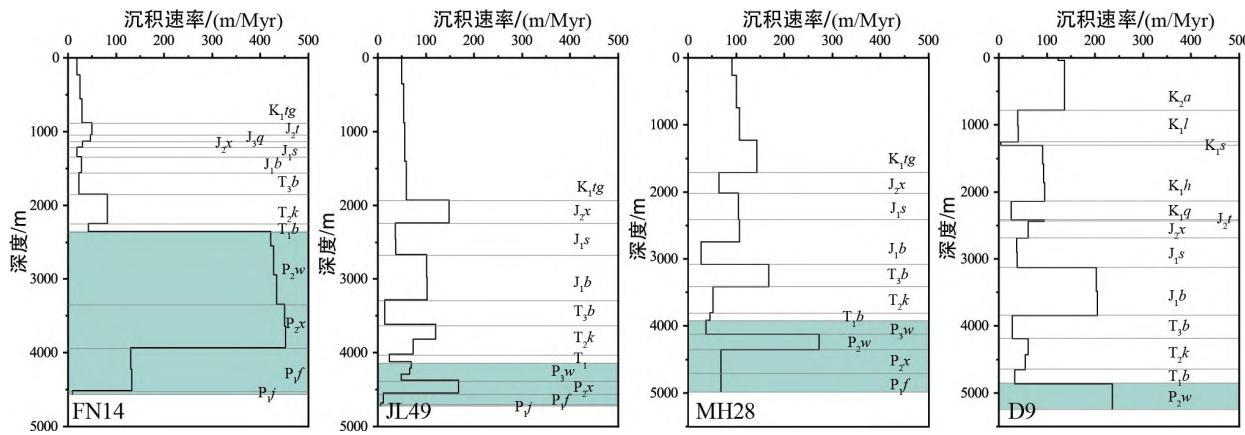


图 8 玛湖凹陷地区 FN14, JL49, MH28 和 D9 单井地层沉积速率图

Fig. 8 Formation sedimentation rates of wells FN14, JL49, MH28 and D9 in the Mahu Sag areas

时埋深较浅且压实程度小，上覆地层沉积速率小，不能满足不均衡压实作用产生异常压力的条件；JL49 井、MH28 井和 D9 井虽然也出现短暂沉积速率较大的现象，但侏罗纪早期以后的地层沉积速率小，时间跨度大，因此超压受不均衡压实影响小。

(2) 生烃增压

风城组作为我国最大、最优质的烃源岩之一，包括石炭系、佳木河组、下乌尔禾组多个烃源岩层。研究区烃源岩层大量生烃与超压形成关系密切。从原油碳同位素与不同层位烃源岩碳同位素对比，玛湖凹陷不同地层的原油主要来自风城组（党文龙等，2023）。风城组烃源岩的有机质可产生腐泥型天然气，下乌尔禾组和佳木河组有机质产生腐殖型天然气，甲烷碳同位素对比分析表明天然气主要来源于风城组（高岗等，2016）。玛湖凹陷受早期高热流值影响（饶松等，2018），烃源岩成熟快、生油早（高长海等，2015；齐雯等，2015；瞿建华等，2019）。现今百口泉储层的残留沥青即表明，地层未生成岩作用之前油气就已充注在储层中，此时储层未形成保存油气的条件，随后地层不断埋深，成岩作用加强，进入储层的烃类受到改造而出现残留沥青。早二叠世之后热流持续降低，有机质生烃速度减弱，给有机质持续生烃创造了条件。前人通过生油增压模拟实验结果表明（郭小文等，2011），当样品成熟度 Ro 在 0.7% 时可产生 14.8 MPa 的超压量，当 Ro 达到 1.0% 时超压达到 54 MPa，因此玛湖凹陷地区烃源岩通过生烃增压效应，产生大量烃类高压流体向

邻近储层或断裂疏导。玛湖凹陷地区的超压形成过程中，二叠系烃源岩生烃作用影响广泛，地层持续受到有机质生烃作用的影响，因此流体膨胀和压力传导是超压形成的主要原因。

(3) 构造挤压

地层先后经历了海西运动、印支运动、燕山运动和喜马拉雅运动。逆冲推覆作用持续时间长，导致克百、乌夏断裂带非常发育（钱海涛等，2021）。这些断裂可作为高压流体运移通道，也可形成断层油气藏（李秀鹏等，2012）。玛湖凹陷西部斜坡区和两个断裂带受到二叠纪—三叠纪发生的大规模逆冲推覆活动影响，造成二叠系佳木河组、风城组地层向东南方向掀斜，斜坡区断裂发育（何登发等，2004a, 2004b），同时断裂带会受到更大的侧向挤压应力。FN14、MH28 和 JL49 井的风城组超压特征均反映出在早二叠世开始时，地层先后受海西运动、印支运动等构造活动影响，构造活动频繁使地层受到较强的侧向挤压的作用（金爱民等，2006）。声波时差和密度曲线比相邻地层表现出明显的压实加大的特征。准噶尔盆地西部自二叠系至现今地层缩短量达 156 km，占盆地的缩短率的 18.5%（何登发等，2018b），显然构造挤压活动使侧向应力增大造成地层水平缩短。但由于下部地层的断裂发育，构造挤压造成的超压已散失，仅留下具有构造挤压形成的测井曲线的超压响应特征，现今的超压还是以生烃增压为主。

综上所述，玛湖凹陷地区断裂带和西部斜坡区的二叠系上乌尔禾组和下乌尔禾组为不均衡压

实和生烃增压的复合超压成因, 风城组为构造挤压和生烃增压的复合超压成因。玛湖凹陷东部的达巴松凸起下乌尔禾组受到生烃增压作用最强, 表现出明显的流体膨胀和压力传导的超压成因。

5 压力预测

5.1 平衡深度法

平衡深度法(Hottmann and Johnson, 1965)的原理是出现异常压力地层的孔隙度往往大于正常压实同深度地层的孔隙度(图3)。该原理认为异常压力地层孔隙度相同的常压段地层其两者具有相同的岩石骨架, 它们各自对应的有效应力(σ)是相同的。一般实测孔隙度资料的获得难度较大, 有关学者研究认为测井资料中的声波时差数据也可以反映地层的孔隙度变化, 其基本公式为:

$$P_B = (\rho_B g(h_B - h_A) + \rho_w g h_A)/1000 \quad (1)$$

式中, P_B 为地层的孔隙压力, 单位为 MPa; ρ_B 为目的层位上覆岩层的平均密度, 单位为 g/cm³; h_B 为目的层位的埋藏深度, 单位为 m; h_A 为与目的层位压实程度相同的正常压实段的埋藏深度, 单位为 m; g 为重力加速度, 常量, 取值为 9.8 m/s²。

5.2 伊顿法

伊顿法是经验关系与定量关系相结合的压力预测方法(Eaton, 1972)。地层中发生超压时, 正常压实曲线受此影响偏离原有曲线, 偏离的幅度与超压强弱具有正相关关系。通过引入伊顿系数 c , 建立了同一深度点正常压实趋势下的声波时差与实测数据之间的比值与地层压力的经验关系, 进而预测地层流体压力, 基本公式为:

$$P = P_c - (P_c - P_w)(t/t_n)^c \quad (2)$$

式中, P 为孔隙压力, 单位 MPa; P_c 为上覆岩层压力, 单位 MPa; P_w 为正常的静水压力, 单位 MPa; t 为实测地层声波时差, 单位为 $\mu\text{s}/\text{ft}$; t_n 为正常压实声波时差, 单位为 $\mu\text{s}/\text{ft}$; c 为伊顿指数, 无量纲。

在计算时将测井资料数据取每 10 m 的平均值以减少数据的波动和疏密大小, 结合岩性录井资料对比泥岩地段的 GR 值, 筛选纯泥岩地段计算其孔隙压力。

5.3 预测结果分析

使用伊顿法对上述井位在不同区域的同一地层进行压力预测, 预测时采用的 c 指数不同, 表明不同区域的相同地层超压成因不同。在同一口井内, 不同地层的 c 指数不同, 同样代表了不同的超压成因。由实测压力、泥浆密度与预测压力对比分析发现, 平衡深度法计算出的压力与声波时差变化趋势相似(图5), 这是因为平衡深度法是根据地层欠压实程度而计算得到的压力(赵新民等, 2002; 王欢等, 2020), 反映的是地层在最大埋深时期不均衡压实作用产生的异常压力。但D9井下部百口泉组出现预测压力与实测压力数据不符(图6), 可能是该地层的异常压力由不均衡压实作用以外的生烃增压因素产生。

平衡深度法与伊顿法在达巴松凸起的D9井超压地层的计算结果不同, 使用平衡深度法由白碱滩组到克拉玛依组压力过渡带预测压力结果明显大于实际情况, 相反伊顿法在该过渡带将指数设定为 1.0 时, 与泥浆密度具有良好的对应关系。但是平衡深度法与伊顿法对强超压的百口泉组及以下地层, 由流体膨胀或压力传导引起的强超压地层预测结果较差, 而伊顿法指数设定为 2.2 时, 预测结果更准确。平衡深度法和伊顿法(c 指数为 1.5)在中拐凸起 JL49 井的预测结果相对最好, 并且两者预测结果趋于一致。对 MH28 井有构造挤压因素参与的风城组, 使用伊顿法将指数设定为 3.2 时, 预测的结果符合实测压力数据趋势。

6 超压传递与油气的联系

玛湖凹陷地区的超压明显受到断裂的控制。超压断裂可以为油气运移提供通道, 从而使油气突破盖层的限制向上运移(陈永波等, 2018; 胡潇等, 2020)。在侏罗系三工河组发现早白垩世来自风城组的高熟轻质油, 并且在三叠系白碱滩组、克拉玛依组、百口泉组地层同样有发现(阿布力米提等, 2015), 表明风城组的高压、高熟油气通过断裂向上移动。玛湖凹陷西斜坡第Ⅰ期断裂作为超压流体运移通道(钱海涛等, 2018), 使生烃增压效应产生的高压流体向上传导(图9), 导致三叠系地层存在超压。后期斜坡区发生的断裂活动导致第Ⅱ期断裂开启, 压力得到释放, 致使三叠系上部地层为常压。玛湖凹陷中央和达巴松凸起由

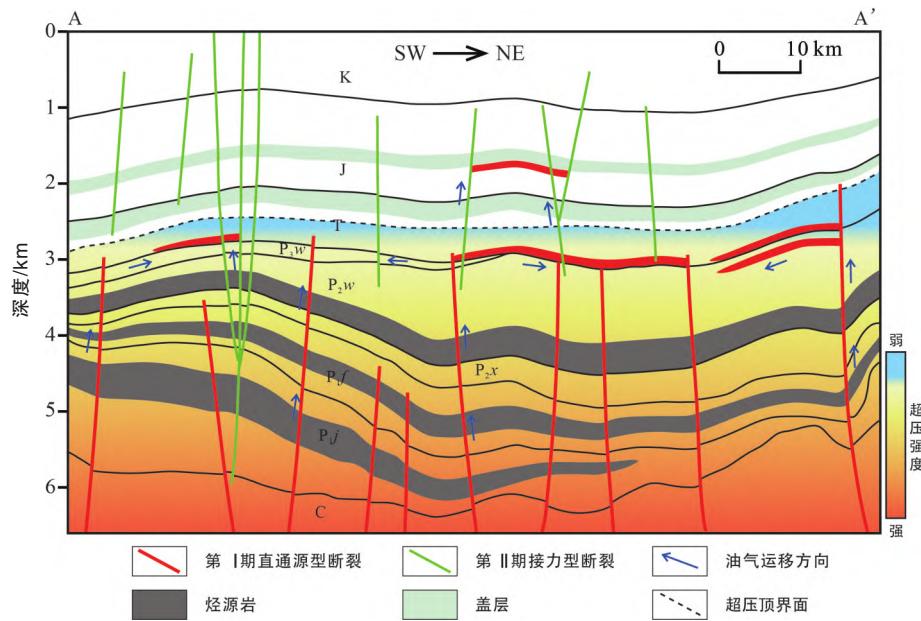


图 9 玛湖凹陷西部斜坡区 A-A'剖面压力分布示意图(据钱海涛等, 2018修改)(剖面位置见图1)

Fig. 9 Formation pressure distribution of the cross-section A-A' in the western slope area of Mahu Sag (modified from Qian et al., 2018) (profile in Fig. 1)

于远离断裂带和斜坡构造活动频繁区域, 油气容易得到保存并聚集成藏, 仅下部沟通石炭系到三叠系的大断裂作为油气主要疏导体系, 使深层的油气向三叠系运移。因此, 断裂是玛湖凹陷西部断裂带和斜坡区的风城组高压烃类流体运移传导的主要通道, 超压为油气运移提供内生动力; 构造活动产生的断裂作为油气运移和压力传导的路径, 影响了异常压力与油气的垂向分布。

玛湖凹陷地区的勘探结果显示超压强度的大小与勘探实践有着密切联系(图 10)。玛湖凹陷的 M154 井在百口泉组的试油结果表明, 油藏压力系

数为 1.22 时, 日产油量达 3.01 m^3 , 而在 D002 井的油藏压力系数达到 1.79 时日产油量可达到 53.12 m^3 , 超压的强度越大则油气产量越高, 超压的分布也指示着勘探有利区。

7 结 论

(1) 玛湖凹陷地区超压主要发育在三叠系白碱滩组及以下地层。二叠系下乌尔禾组地层超压由西向东南方向逐渐增大, 由超压向强超压逐渐过渡, 压力系数最高可达到 1.89。克百断裂带北部与乌夏断裂带以常压为主, 中拐凸起靠近玛湖凹陷一侧发育超压。

(2) 乌夏断裂带、中拐凸起以及玛南斜坡的风城组超压为构造挤压和生烃增压的复合成因。二叠系上部的上乌尔禾组和下乌尔禾组存在欠压实特征, 分析结果表明属于不均衡压实成因与生烃增压复合成因, 达巴松凸起下乌尔禾组主要为流体膨胀、压力传导成因。

(3) 烃源岩的生烃增压效应是形成玛湖凹陷地区超压的重要因素。玛湖凹陷地区生油时期早、生烃持续时间长, 进入孔隙的烃类流体有利于地层形成不均衡压实作用。由于玛湖凹陷西斜坡区断裂发育, 构造挤压造成的超压已散失, 仅留下具有构造挤压形成的测井曲线的超压响应特征, 现今的超压还是以生烃增压为主, 产生的超压为

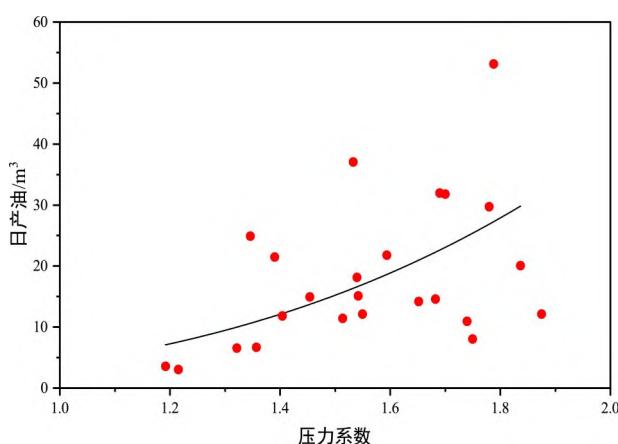


图 10 玛湖凹陷地区压力系数与油产量关系

Fig. 10 Relationship between formation pressure coefficient and oil production in Mahu Sag area

油气运移提供动力；构造活动产生的断裂作为油气运移和压力传导的路径，影响了该地区的异常压力大小与油气的垂向分布。

参 考 文 献

- 阿布力米提, 曹 剑, 陈 静等. 2015. 准噶尔盆地玛湖凹陷高成熟油气成因与分布. *新疆石油地质*, 36(4): 379-384.
- Abulimiti, Cao Jian, Chen Jing et al. 2015. Origin and occurrence of highly matured oil and gas in Mahu Sag, Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 36(4): 379-384.
- 卞从胜, 柳广弟. 2009. 异常地层压力的综合预测方法及其在营尔凹陷的应用. *地质科技情报*, 28(4): 1-6.
- Bian Congsheng and Liu Guangdi. 2009. Integrated approach for predicting abnormal formation pressure and its application in Ying'er Sag. *Geological Science and Technology Information*, 28(4): 1-6.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍等. 2016. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征. *地质学报*, 90(1): 37-67.
- Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping et al. 2016. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, Northwest China. *Acta Geologica Sinica*, 90(1): 37-67.
- 陈 新, 卢华复, 舒良树等. 2002. 准噶尔盆地构造演化分析新进展. *高校地质学报*, 8(3): 257-267.
- Chen Xin, Lu Huafu, Shu Liangshu et al. 2002. Study on tectonic evolution of Junggar Basin. *Geological Journal of China Universities*, 8(3): 257-267.
- 陈永波, 程晓敢, 张 寒等. 2018. 玛湖凹陷斜坡区中浅层断裂特征及其控藏作用. *石油勘探与开发*, 45(6): 985-994.
- Chen Yongbo, Cheng Xiaogan, Zhang Han et al. 2018. Fault characteristics and control on hydrocarbon accumulation of middle-shallow layers in the slope zone of Mahu Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(6): 985-994.
- 褚庆忠, 李耀华. 2001. 异常压力形成机制研究综述. *天然气勘探与开发*, 24(4): 38-46.
- Chu Qingzhong and Li Yaohua. 2001. Review on the mechanism of abnormal stress formation. *Natural Gas Exploration and Development*, 24(4): 38-46.
- 党文龙, 高 岗, 尤新才等. 2023. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油区不同类型原油分布及成因. *石油勘探与开发*, 50(4): 731-741.
- Dang Wenlong, Gao Gang, You Xincuai et al. 2023. Genesis and distribution of oils in Mahu Sag province, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 50(4): 731-741.
- 杜 树, 郑洪印, 焦秀琼. 1995. 异常压力与油气分布. *地学前缘*, 2(4): 137-148.
- Du Xu, Zheng Hongyin and Jiao Xiuqiong. 1995. Abnormal pressure and hydrocarbon accumulation. *Earth Science Frontiers*, 2(4): 137-148.
- 樊洪海. 2016. 异常地层压力分析方法与应用. 北京: 科学出版社. 1-343.
- Fan Honghai. 2016. Analysis Methods and Applications of Abnormal Formation Pressures. Beijing: Science Press. 1-343.
- 冯 冲, 姚爱国, 汪建富等. 2014. 准噶尔盆地玛湖凹陷异常高压分布和形成机理. *新疆石油地质*, 35(6): 640-645.
- Feng Chong, Yao Aiguo, Wang Jianfu et al. 2014. Abnormal pressure distribution and formation mechanism in Mahu Sag, Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 35(6): 640-645.
- 冯 冲, 陈 程, 李梦瑶等. 2022. 准噶尔盆地西北部地层压力演化与油气成藏有利动力条件研究. *地球学报*, 43(5): 689-697.
- Feng Chong, Chen Cheng, Li Mengyao et al. 2022. Study on the formation pressure evolution and favorable dynamic conditions of oil and gas accumulation in Northwest Junggar Basin. *Acta Geoscientica Sinica*, 43(5): 689-697.
- 高长海, 查 明, 曲江秀等. 2015. 准噶尔盆地西北缘不整合储层流体包裹体特征与油气成藏期次. *天然气工业*, 35(11): 23-32.
- Gao Changhai, Zha Ming, Qu Jiangxiu et al. 2015. Fluid inclusion characteristics and hydrocarbon accumulation stages of unconformable reservoirs in the northwest margin of the Junggar Basin. *Natural Gas Industry*, 35(11): 23-32.
- 高 岗, 向宝力, 任江玲等. 2016. 准噶尔盆地玛湖凹陷北部—乌夏断裂带天然气成因与来源. *天然气地球科学*, 27(4): 672-680.
- Gao Gang, Xiang Baoli, Ren Jiangling et al. 2016. Origin and source of natural gas from Wuxia fault belt in the northern Mahu Sag, Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience*, 27(4): 672-680.
- 郭小文, 何 生, 郑伦举等. 2011. 生油增压定量模型及影响因素. *石油学报*, 32(4): 637-644.
- Guo Xiaowen, He Sheng, Zheng Lunju et al. 2011. A quantitative model for the overpressure caused by oil generation and its influential factors. *Acta Petrolei Sinica*, 32(4): 637-644.
- 郝 芳, 董伟良. 2001. 沉积盆地超压系统演化、流体流动与成藏机理. *地球科学进展*, 16(1): 79-85.
- Hao Fang and Dong Weiliang. 2001. Evolution of fluid flow and petroleum accumulation in overpressured systems in sedimentary basins. *Advances in Earth Sciences*, 16(1): 79-85.
- 郝 芳, 邹华耀, 姜建群. 2000. 油气成藏动力学及其研究进展. *地学前缘*, 7(3): 11-21.
- Hao Fang, Zou Huayao and Jiang Jianqun. 2000. Dynamics of petroleum accumulation and its advances. *Earth Science Frontiers*, 7(3): 11-21.
- 郝 芳, 邹华耀, 倪建华等. 2002. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件. *地球科学*, 27(5): 610-615.
- Hao Fang, Zou Huayao, Ni Jianhua et al. 2002. Evolution of overpressured systems in sedimentary basins and conditions for deep oil/gas accumulation. *Earth Science*, 27(5): 610-615.

- 郝 芳, 邹华耀, 方 勇等. 2006. 超压环境有机质热演化和生烃作用机理. 石油学报, 27(5): 9-18.
- Hao Fang, Zou Huayao, Fang Yong et al. 2006. Kinetics of organic matter maturation and hydrocarbon generation in overpressure environment. *Acta Petrolei Sinica*, 27(5): 9-18.
- 何登发, 陈新发, 张义杰等. 2004a. 准噶尔盆地油气富集规律. 石油学报, 25(3): 1-10.
- He Dengfa, Chen Xinfu, Zhang Yijie et al. 2004a. Enrichment characteristics of oil and gas in Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 25(3): 1-10.
- 何登发, 尹 成, 杜社宽等. 2004b. 前陆冲断带构造分段特征——以准噶尔盆地西北缘断裂构造带为例. 地学前缘, 11(3): 91-101.
- He Dengfa, Yin Cheng, Du Shekuan et al. 2004b. Characteristics of structural segmentation of foreland thrust belts: A case study of the fault belts in the northwestern margin of Junggar Basin. *Earth Science Frontiers*, 11(3): 91-101.
- 何登发, 吴松涛, 赵 龙等. 2018a. 环玛湖凹陷二叠—三叠系沉积构造背景及其演化. 新疆石油地质, 39(1): 35-47.
- He Dengfa, Wu Songtao, Zhao Long et al. 2018a. Tectono-depositional setting and its evolution during Permian to Triassic around Mahu Sag, Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 39(1): 35-47.
- 何登发, 张 磊, 吴松涛等. 2018b. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征. 石油与天然气地质, 39(5): 845-861.
- He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao et al. 2018b. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5): 845-861.
- 何登发. 2022. 中国多旋回叠合沉积盆地的形成演化、地质结构与油气分布规律. 地学前缘, 29(6): 24-59.
- He Dengfa. 2022. Multi-cycle superimposed sedimentary basins in China: Formation, evolution, geologic framework and hydrocarbon occurrence. *Earth Science Frontiers*, 29(6): 24-59.
- 胡 潢, 曲永强, 胡素云等. 2020. 玛湖凹陷斜坡区浅层油气地质条件及勘探潜力. 岩性油气藏, 32(2): 67-77.
- Hu Xiao, Qu Yongqiang, Hu Suyun et al. 2020. Geological conditions and exploration potential of shallow oil and gas in slope area of Mahu Sag, Junggar Basin. *Lithologic Reservoirs*, 32(2): 67-77.
- 黄立良, 王 然, 邹 阳等. 2022. 准噶尔盆地玛南斜坡区上二叠统上乌尔禾组连续型砂砾岩油藏群成藏特征. 石油实验地质, 44(1): 51-59.
- Huang Liliang, Wang Ran, Zou Yang et al. 2022. Accumulation characteristics of continuous sand conglomerate reservoirs of Upper Permian Upper Wuerhe Formation in Manan slope area, Junggar Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 44(1): 51-59.
- 姜福杰, 胡美玲, 胡 涛等. 2023. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油富集主控因素与模式. 石油勘探与开发, 50(4): 706-718.
- Jiang Fujie, Hu Meiling, Hu Tao et al. 2023. Controlling factors and models of shale oil enrichment in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 50(4): 706-718.
- 金爱民, 曹飞凤, 楼章华等. 2006. 准噶尔盆地玛湖——盆西复合含油气系统地层高压分布与成因. 浙江大学学报(理学版), 33(4): 469-474.
- Jin Aimin, Cao Feifeng, Lou Zhanghua et al. 2006. Distribution and origin of the super pressure in the Mahu-Penyijingxi multi-source petroleum systems, Junggar Basin. *Journal of Zhejiang University (Science Edition)*, 33(4): 469-474.
- 靳 军, 刘 明, 刘雨晨等. 2021. 准噶尔盆地南缘下组合现今温压场特征及其控制因素. 地质科学, 56(1): 28-43.
- Jin Jun, Liu Ming, Liu Yuchen et al. 2021. Present-day temperature-pressure field and its controlling factors of the lower composite reservoir in the southern margin of Junggar Basin. *Chinese Journal of Geology*, 56(1): 28-43.
- 雷德文, 陈刚强, 刘海磊等. 2017. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油(气)区形成条件与勘探方向研究. 地质学报, 91(7): 1604-1619.
- Lei Dewen, Chen Gangqiang, Liu Hailei et al. 2017. Study on the forming conditions and exploration fields of the Mahu giant oil (gas) province, Junggar Basin. *Acta Geologica Sinica*, 91(7): 1604-1619.
- 李建忠, 王小军, 杨 帆等. 2022. 准噶尔盆地中央坳陷西部下组合油气成藏模式及勘探前景. 石油与天然气地质, 43(5): 1059-1072.
- Li Jianzhong, Wang Xiaojun, Yang Fan et al. 2022. Hydrocarbon accumulation pattern and exploration prospect of the structural traps in lower play of the western central depression in the Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 43(5): 1059-1072.
- 李 军, 唐 勇, 吴 涛等. 2020. 准噶尔盆地玛湖凹陷砾岩大油区超压成因及其油气成藏效应. 石油勘探与开发, 47(4): 679-690.
- Li Jun, Tang Yong, Wu Tao et al. 2020. Overpressure origin and its effects on petroleum accumulation in the conglomerate oil province in Mahu Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4): 679-690.
- 李秀鹏, 于 洁, 许 璟. 2012. 准噶尔盆地乌夏断裂带输导体系对油气运聚的控制. 断块油气田, 19(5): 559-563.
- Li Xiupeng, Yu Jie and Xu Jing. 2012. Control of pathway systems on hydrocarbon migration and accumulation in Wuerhe-Xiazijie fault belt, Junggar Basin. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 19(5): 559-563.
- 刘一锋, 郑伦举, 邱楠生等. 2015. 川中古隆起超压分布与形成的地温场因素. 地球物理学报, 58(7): 2380-2390.
- Liu Yifeng, Zheng Lunju, Qiu Nansheng et al. 2015. The effect of temperature on the overpressure distribution and formation in the central paleo-uplift of the Sichuan Basin. *Chinese Journal of Geophysics*, 58(7): 2380-2390.
- 刘一锋, 邱楠生, 谢增业等. 2016. 川中古隆起寒武系超压形成与保存. 天然气地球科学, 27(8): 1439-1446.
- Liu Yifeng, Qiu Nansheng, Xie Zengye et al. 2016. The formation

- and preservation of overpressure in old formations: Taking the Cambrian in the central of Sichuan Basin as an instance. *Natural Gas Geoscience*, 27(8): 1439-1446.
- 齐 委, 潘建国, 王国栋等. 2015. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区百口泉组储层流体包裹体特征及油气充注史. 天然气地球科学, 26(增刊1): 64-71.
- Qi Wen, Pan Jianguo, Wang Guodong et al. 2015. Fluid Inclusion and hydrocarbon charge history for the reservoir of Baikouquan Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience*, 26(suppl.1): 64-71.
- 钱海涛, 余 兴, 魏 云等. 2018. 玛西斜坡侏罗系八道湾组油气成藏特征及勘探方向. 油气地质与采收率, 25(5): 32-38.
- Qian Haitao, Yu Xing, Wei Yun et al. 2018. Characteristics of hydrocarbon accumulation in the Jurassic Badaowan Formation of Maxi slope and its exploration direction. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 25(5): 32-38.
- 钱海涛, 张 翔, 卞保力等. 2021. 玛南斜坡下乌尔禾组砾岩储层特征及主控因素. 西南石油大学学报(自然科学版), 43(1): 41-50.
- Qian Haitao, Zhang Xiang, Bian Baoli et al. 2021. Characteristics and controlling factors of glutinite reservoir in Permian Lower Urho Formation in the south slope of the Mahu Sag. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 43(1): 41-50.
- 瞿建华, 杨荣荣, 唐 勇. 2019. 准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系源上砂砾岩扇一断一压三控大面积成藏模式. 地质学报, 93(4): 915-927.
- Qu Jianhua, Yang Rongrong and Tang Yong. 2019. Large-area petroleum accumulation model of the Triassic glutinite reservoirs in the Mahu Sag, Junggar Basin: Triple controls of fan, fault and overpressure. *Acta Geologica Sinica*, 93(4): 915-927.
- 饶 松, 朱亚珂, 胡 迪等. 2018. 准噶尔盆地热史恢复及其对早-中二叠世时期盆地构造属性的约束. 地质学报, 92(6): 1176-1195.
- Rao Song, Zhu Yake, Hu Di et al. 2018. The thermal history of Junggar Basin: Constraints on the tectonic attribute of the Early-Middle Permian basin. *Acta Geologica Sinica*, 92(6): 1176-1195.
- 唐 勇, 郭文建, 王霞田等. 2019. 玛湖凹陷砾岩大油区勘探新突破及启示. 新疆石油地质, 40(2): 127-137.
- Tang Yong, Guo Wenjian, Wang Xiatian et al. 2019. A new breakthrough in exploration of large conglomerate oil province in Mahu Sag and its implications. *Xinjiang Petroleum Geology*, 40(2): 127-137.
- 唐 勇, 王智强, 庞燕青等. 2023. 准噶尔盆地西部坳陷二叠系下乌尔禾组烃源岩生烃潜力评价. 岩性油气藏, 35(4): 16-28.
- Tang Yong, Wang Zhiqiang, Pang Yanqing et al. 2023. Hydrocarbon-generating potential of source rocks of Permian Lower Urho Formation in western depression, Junggar Basin. *Lithologic Reservoirs*, 35(4): 16-28.
- 王 欢, 马立元, 罗清清等. 2020. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区上古生界地层压力演化研究. 现代地质, 34(6): 1166-1180.
- Wang Huan, Ma Liyuan, Luo Qingqing et al. 2020. Pressure evolution of Upper Paleozoic in Hangjinci area, Ordos Basin. *Geoscience*, 34(6): 1166-1180.
- 王兆云, 赵文智, 何海清. 2002. 超压与烃类生成相互作用关系及对油气运聚成藏的影响. 石油勘探与开发, 29(4): 12-15.
- Wang Zhaoyun, Zhao Wenzhi and He Haiqing. 2002. Study on the interaction of overpressure and hydrocarbon generation and the influence of overpressure upon hydrocarbon accumulations. *Petroleum Exploration and Development*, 29(4): 12-15.
- 徐子煜, 王 安, 韩长城等. 2020. 玛湖地区三叠系克拉玛依组优质砂砾岩储层形成机制. 岩性油气藏, 32(3): 82-92.
- Xu Ziyu, Wang An, Han Changcheng et al. 2020. Formation mechanism of high-quality sandy-conglomerate reservoir of Triassic Karamay Formation in Mahu area. *Lithologic Reservoirs*, 32(3): 82-92.
- 曾治平, 宋国奇, 刘魁元. 2008. 车镇凹陷套尔河洼陷地层超压成因机理. 地质科技情报, 27(6): 71-75.
- Zeng Zhiping, Song Guoqi and Liu Kuiyuan. 2008. Overpressure mechanisms in Taoerhe Sag of Chezhen Depression. *Geological Science and Technology Information*, 27(6): 71-75.
- 张昌民, 尹太举, 唐 勇等. 2020. 准噶尔盆地西北缘及玛湖凹陷沉积储集层研究进展. 古地理学报, 22(1): 129-146.
- Zhang Changmin, Yin Taiju, Tang Yong et al. 2020. Advances in sedimentological reservoir research in Mahu Sag and northwest margin of Junggar Basin. *Journal of Palaeogeography*, 22(1): 129-146.
- 张凤奇, 王震亮, 钟红利等. 2013. 沉积盆地主要超压成因机制识别模式及贡献. 天然气地球科学, 24(6): 1151-1158.
- Zhang Fengqi, Wang Zhenliang, Zhong Hongli et al. 2013. Recognition model and contribution evaluation of main overpressure formation mechanisms in sedimentary basins. *Natural Gas Geoscience*, 24(6): 1151-1158.
- 张凤奇, 鲁雪松, 卓勤功等. 2020. 准噶尔盆地南缘下组合储层异常高压成因机制及演化特征. 石油与天然气地质, 41(5): 1004-1016.
- Zhang Fengqi, Lu Xuesong, Zhuo Qingong et al. 2020. Genetic mechanism and evolution characteristics of overpressure in the lower play at the southern margin of the Junggar Basin, northwestern China. *Oil & Gas Geology*, 41(5): 1004-1016.
- 张旭友, 范彩伟, 郭小文等. 2022. 莺歌海盆地中央底辟带乐东区莺歌海组超压成因及相对贡献定量化评价. 地球科学, 1-16. 网络首发.
- Zhang Xuyou, Fan Caiwei, Guo Xiaowen et al. 2022. Overpressure mechanisms and quantitative evaluation of the relative contribution for Yinggehai Formation in Ledong area of the central diapir zone, Yinggehai Basin. *Earth Science*, 1-16. Published online.
- 赵靖舟, 李 军, 徐泽阳. 2017. 沉积盆地超压成因研究进展. 石油学报, 38(9): 973-998.
- Zhao Jingzhou, Li Jun and Xu Zeyang. 2017. Advances in the origin of

- overpressures in sedimentary basins. *Acta Petrolei Sinica*, 38 (9): 973-998.
- 赵新民, 李国平, 王树寅等. 2002. 次压实带与超压带的测井识别. *石油与天然气地质*, 23(1): 63-65.
- Zhao Xinmin, Li Guoping, Wang Shuyin et al. 2002. Logging identification of uncompacted and super-pressure belts. *Oil & Gas Geology*, 23(1): 63-65.
- Athy L F. 1930. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks. *AAPG Bulletin*, 14 (1) : 1-24. DOI: 10.1306/3D93289E-16B1-11D7-8645000102C1865D.
- Bowers G L. 1995. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. *SPE Drilling & Completion*, 10 (2) : 89-95. DOI: 10.2118/27488-PA.
- Bowers G L. 2001. Determining an appropriate pore-pressure estimation strategy. Houston, Texas: Offshore Technology Conference. OTC-13042-MS. DOI: 10.4043/13042-MS.
- Bowers G L. 2002. Detecting high overpressure. *The Leading Edge*, 21 (2): 174-177. DOI: 10.1190/1.1452608.
- Eaton B A. 1972. The effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs. *Journal of Petroleum Technology*, 24(8): 929-934. DOI: 10.2118/3719-PA.
- Hermanrud C, Wensaas L, Teige G M G et al. 1998. Shale porosities from well logs on Haltenbanken (offshore Mid-Norway) show no influence of overpressuring. // Law B E, Ulmishek G F and Slavin V I. *Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists. 65-86. DOI: 10.1306/M70615C4.
- Hottmann C E and Johnson R K. 1965. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties. *Journal of Petroleum Technology*, 17 (6) : 717-722. DOI: 10.2118/1110-PA.
- Tingay M R P, Hillis R R, Swarbrick R E. 2009. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram Province, Brunei. *AAPG Bulletin*, 93 (1) : 51-74. DOI: 10.1306/08080808016.
- Tingay M R P, Morley C K, Laird A et al. 2013. Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the northern Malay Basin. *AAPG Bulletin*, 97 (4) : 639-672. DOI: 10.1306/09041212032.