

文章编号:0253-9985(2012)04-0607-09

准噶尔盆地地层流体特征与油气运聚成藏

李梅¹,金爱民¹,楼章华¹,法欢²,朱蓉¹

(1. 浙江大学海洋科学与工程学系,浙江杭州 310058;

2. 中国石油新疆油田公司重油开发公司,新疆克拉玛依 834000)

摘要:准噶尔盆地为大型压扭性叠合盆地,经历了多期构造运动,成藏过程及油气分布规律十分复杂。运用含油气沉积盆地流体历史分析的新理论、新方法,从动态和演化的角度,综合研究准噶尔盆地地层流体化学场、压力场、流体动力场的形成演化特征及其对油气成藏、分布的影响,深入揭示盆地流体动力学过程对油气生成、运移、聚集和油、气、水分布规律的控制作用,并预测有利油气勘探区。结果表明,盆地西北缘的边缘地带是大气水下渗淡化区,通常遭受大气水下渗淋滤破坏,油气保存条件较差;玛湖凹陷、盆1井西凹陷内部为泥岩压实排水淡化区,油气可能在局部岩性、地层圈闭中聚集成藏,油藏规模相对较小;西北缘断阶带、陆梁隆起区、莫索湾-莫北凸起、达巴松凸起和车拐地区等为越流、越流-蒸发泄水区,油气大量聚集,是大型油气田形成的重要场所。

关键词:流体化学;流体动力学;流体压力场;油气运聚;压扭性叠合盆地;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Formation fluid characteristics and hydrocarbon migration and accumulation in Junggar Basin

Li Mei¹, Jin Aimin¹, Lou Zhanghua¹, Fa Huan² and Zhu Rong¹

(1. Department of Ocean Science and Engineering, Zhejiang University, Hangzhou, Zhejiang 310058, China;

2. Heavy Oil Development Company, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: Junggar Basin is a large transpressional superimposed basin experienced multi-stage tectonic movements. Its hydrocarbon accumulation process and reservoirs distribution are complex. By using the new theories and methods of fluid history analysis of petroliferous basins, we comprehensively studied the evolution characteristics of chemistry pressure and hydrodynamic fields as well as their effects on petroleum accumulation and distribution in Junggar Basin, revealed the control of hydrodynamics on hydrocarbon generation, migration and accumulation as well as oil-gas-water contact, and identified favorable areas for hydrocarbon exploration. The sealing conditions are poor nearby the northwestern margin of Junggar Basin where desalination occurs due to meteoric water percolate in a downwards direction. Small oil/gas pools may exist in local lithologic traps or stratigraphic traps in Mahu sag and Pen-1 west sag where desalination occurs due to water discharging from shale compaction. Large oil/gas fields may exist in the northwestern fault-terrace belt, Luliang uplift, Mosuowan-Mobei uplift, Dabasong uplift and Chegouai area where drainage occurs through leakage and leakage-evaporation.

Key words: fluid chemistry, hydrodynamics, fluid pressure field, hydrocarbon migration and accumulation, transpressional superimposed basin, Junggar Basin

准噶尔盆地为大型压扭性叠合盆地,经历了多期构造运动,成藏过程及油气分布规律十分复

收稿日期:2012-11-10;修订日期:2012-06-01。

第一作者简介:李梅(1983—),女,博士,油田地质。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05002-006-003HZ,2011ZX05005-003-008HZ);油气藏地质及开发工程国家重点实验室资助项目(PLC201002);国家自然科学基金联合化工重点项目(40839902)。

杂^[1-3]。深刻认识其油气成藏机制和油气分布规律,明确有利勘探方向,不仅能深化准噶尔盆地的油气成藏理论认识,而且能推动整个盆地油气勘探发展,具有较大的科学研究和实际指导意义。本文运用含油气沉积盆地流体历史分析的新理论、新方法^[4-7],从动态和演化的角度,综合研究准噶尔盆地碎屑岩层系地层流体化学场、压力场、流体动力场的形成演化及其对油气成藏、分布的控制作用,为大中型油气田勘探提供理论依据。

1 地质背景

准噶尔盆地构造特征具有明显的不均一性。纵向上,古生界和新生界构造活动性强,断裂发育,而中生界白垩系构造活动弱,断裂不发育,主要呈现南倾的大缓坡特征。平面上,盆地边缘构造活动性强,逆冲推覆构造发育,多由深大断裂组成,而中部构造相对稳定,断裂规模小。现今盆地区域背景为呈向南倾斜的大斜坡,其隆起部位发育了少量的短轴背斜及鼻状构造,南缘山前沉积厚度最大。盆地边缘及中部局部构造的形成机制、形态不同,边缘多为挤压和压扭应力作用有关的长轴背斜和鼻状构造,构造幅度大,平面多呈雁

行排列;盆地中部区则多为发育在深部正向单元之上的低幅度背斜和鼻状构造,起因于基底断块隆升与差异压实,多具演化继承特征。除南缘外,局部构造形成时间早,多在白垩系前形成,之后多受到改造。区域性的角度不整合主要见于侏罗系上部的西山窑组和头屯河组间,侏罗系和白垩系间,后者比前者更为明显,分布范围更广;但在其它层组间也可见到,只是分布比较局限。断裂与局部构造相伴生,逆断层多出现于盆地边缘和东部地区,正断层则主要位于盆地中部(图1)。

2 准噶尔盆地碎屑岩地层流体特征

2.1 准噶尔盆地地层水化学特征

准噶尔盆地自晚古生代以来经历了4次大的构造运动,即海西运动、印支运动、燕山运动和喜马拉雅运动^[3],其中燕山运动早-中期在盆地内表现为西强东弱,研究区整体上隆,上侏罗统基本缺失,只在局部地区存在薄层的齐古组,因此造就了二叠系、三叠系、中-下侏罗统、上侏罗统、白垩系、古近系、新近系和第四系等8套具有不同沉积特征的地层。

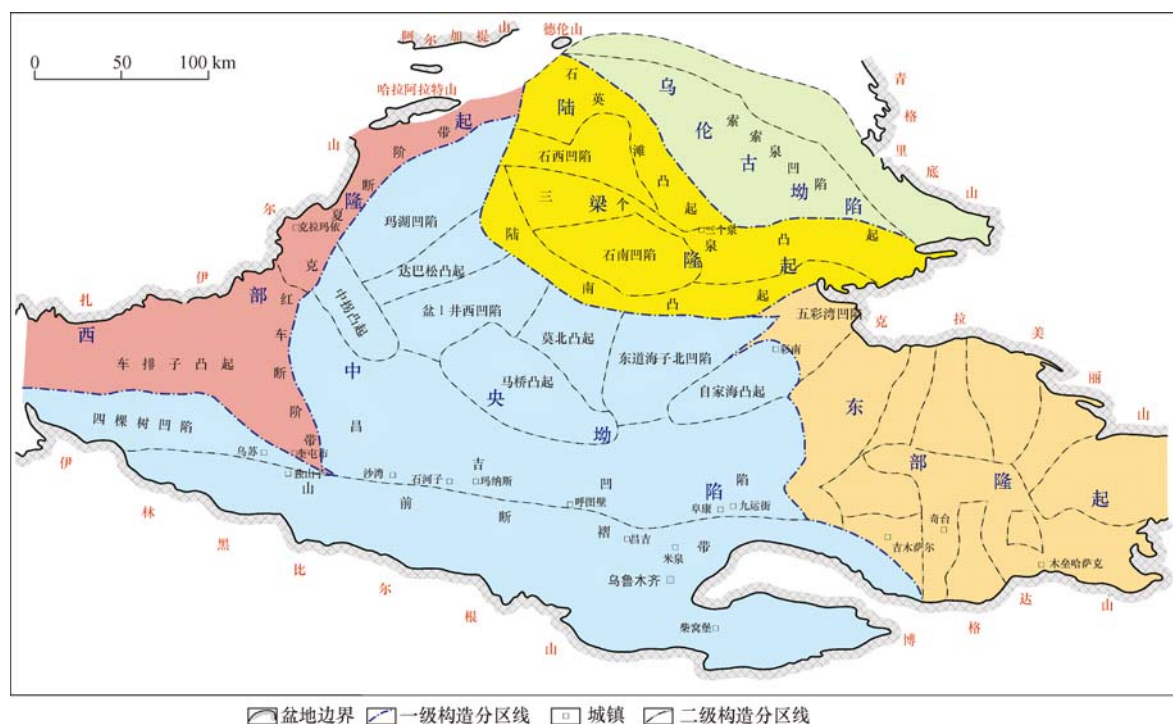


图1 研究区构造区划

Fig. 1 Structural division of the study area

表1 准噶尔盆地西北缘油田水矿化度分布特征

Table 1 Distribution of oilfield water salinity in northwest Junggar Basin

地层	油田水矿化度/(g·L ⁻¹)									
	车拐地区			克百地区		乌夏地区			玛湖凹陷内	
	车排子油田	小拐油田	红山嘴油田	克拉玛依油田	百口泉油田	乌尔禾油田	风城油田	夏子街油田	玛湖斜坡区	玛北油田
J ₃	15.82	—	7.85	3.45(3)	—	29.71(1)	—	9.61(1)	—	—
J _{2t}	10.61	—	6.60(1)	—	—	—	—	—	—	—
J _{2x}	11.65	9.34(2)	10.15(2)	—	—	—	—	8.69(2)	30.76(5)	—
J _{1s}	14.56	26.17	10.24(1)	1.46(2)	—	10.84(1)	—	11.12(2)	—	—
J _{1b}	15.87	15.53	10.17	6.22	9.10	8.34	5.50(2)	8.23	12.76(5)	24.61(1)
T ₃	14.24	7.38(5)	—	4.10(3)	6.58	—	—	—	—	—
T ₂	14.69	13.49	11.50	17.47	6.28	8.21	18.84(1)	5.89	18.89	20.35
T ₁	10.93(2)	8.91(1)	10.92(1)	17.52(3)	7.87	11.74	—	4.43	20.93	21.48
P _{2-3w}	14.68	19.45	12.10(1)	11.84	17.82	35.84	22.74	11.59(2)	12.08	5.28(2)
P _{2x}	25.11(4)	—	—	13.40(1)	18.26	42.56	39.33	3.82(1)	—	—
P _{1f}	—	—	—	39.58	28.50	49.17	45.30	16.47	—	—
P _{1j}	20.41	23.98	11.57(2)	8.01	28.30	—	37.48	—	—	—

注:括号中数据表示统计矿化度数据不超过5个时的数据个数;“—”表示无水化学资料。

地层水化学数据可能因为采样时受到污染、分析误差以及人为书写错误等原因而失真,从而不具有反映地层原始状况的真实性和代表性,针对这种情况,本文采用 Hitchon 和 Brulotte^[8] 在1994年以及 Hitchon^[9] 于1996年提出的水化学数据删选方法对原始数据库进行仔细遴选甄别,选出一批最能真实反映原始特征以及最具有代表性的数据(表1)。结果表明,研究区西北缘地区,同一沉积旋回的地层内,随着地层变老,地下水矿化度逐渐增大。最典型的是车排子油田,侏罗系矿化度从头屯河组的10.16 g/L增加到八道湾组的15.87 g/L(表1)。红山嘴-克拉玛依-百口泉-乌尔禾-风城-夏子街地区,除乌尔禾油田的齐古组平均矿化度达29.71 g/L外,整套侏罗系的平均矿化度不超过12 g/L,且在克拉玛依-百口泉-乌尔禾-风城地区基本不超过10 g/L。克拉玛依油田的三工河组更是淡化,平均矿化度只有1.46 g/L(表1)。这种大气水下渗淡化作用在夏子街油田甚至影响到了夏子街组,其上所有地层的平均矿化度都不超过12 g/L。在百口泉和乌尔禾地区也一直影响到了三叠系的底部。

腹部地区恰好相反,在陆梁隆起和莫索湾凸起,地层水化学分布随着深度的增加而逐渐减小。如石南油气田侏罗系的矿化度从头屯河组的22.09 g/L降到了八道湾组的8.76 g/L。在陆梁

油田和夏盐地区同样存在这一变化规律。

地下水化学场的形成与分布受区域水动力作用的控制。向心流方向上,大气水在重力作用下顺着地层或断裂渗入地下,并不断的与围岩发生反应,矿化度逐渐增大。离心流区也类似,泥岩压实排出水和粘土矿物脱水淡化了沉积埋藏水,在往浅部及周缘地区运移的离心流过程中地下水逐渐渗滤和蒸发浓缩,矿化度也逐渐增加。总体上,盆地西北缘的边缘地带是大气水下渗-向心流淡化区;玛湖凹陷、盆1井西凹陷内部为泥岩压实排水-离心流淡化区;西北缘断阶带、陆梁隆起区、莫索湾-莫北凸起、达巴松凸起和车拐地区等为越流、越流-蒸发泄水区,在地下水越流泄水过程中,伴随较强烈的蒸发浓缩作用,形成了地下水矿化度、离子浓度的相对高值区。

2.2 准噶尔盆地地层流体压力特征

2.2.1 地层流体压力分布及成因

凹陷内部广泛发育着异常高压,可能对下伏地层起到很好的封盖作用^[10]。二叠系、三叠系储层地层压力系数由凹陷内部往盆地边缘呈不规则环状降低,在玛湖-盆1井西凹陷内部压力系数多较高,介于1.2~1.7;西北缘油气聚集带的西段以正常压力为主,中段以异常高压为主,东段则以正常压力和低压为主。

准噶尔盆地南部的各凹陷区和天山山前冲断带侏罗系储层发育异常高压,压力系数 1.06 ~ 1.95;由西南往北东方向,压力系数逐渐降低,到夏盐凸起的东北部发育异常低压;陆梁隆起区压力系数以弱低压为主;西北缘西部断阶带的低部位普遍发育异常高压,压力系数最高达 1.2,向上翘一侧压力系数降低。西北缘北部断阶带压力系数普遍小于 1.0,局部出现低压特征(图 2)。

准噶尔盆地发育高压储层的地区,泥岩压实曲线一般都存在不同程度的欠压实现象,由此推断快速沉积引起的压实不平衡是研究区高压发育的主要原因。异常低压主要发育在盖层条件相对较差和断裂活动的区域,原因可能与轻烃组分不断向浅部、地表漏失,而盖层仍存在一定的封盖能力导致大气水下渗一定程度上受阻,使得轻烃组分的漏失量大于流体运移补给的增加量有关。

2.2.2 地层流体压力场与油气成藏分布规律

1) 莫索湾凸起常压油气聚集区带

在侏罗系的沉积埋藏过程中,由于上覆地层的不断加厚,离心流区面积不断扩大,越流泄水区逐渐向北移动,大气水下渗向心流的范围不断向盆地边缘退缩,形成了一个宽广的古越流泄水区,

导致侏罗系油气聚集具有范围大、油气相对分散的特点。由于侏罗系储层、圈闭的连通性比较好,使得古越流泄水区油气藏的地层流体压力以常压为主,少数弱低压,含油饱和度较低,普遍含较高的含水饱和度。

2) 车莫古隆起和北三台古隆起异常高压油气聚集区带

车莫古隆起异常高压油气聚集区带。侏罗系沉积时期,古隆起的顶部可能形成了复合岩性、断块的背斜油气藏,古隆起两侧形成岩性油气藏。在白垩纪—现今期间,盆地形成了整体南倾的统一坳陷,使得侏罗纪时期聚集形成的车莫古隆起顶部背斜油气藏和古隆起北斜坡岩性油气藏多数被调整散失,从而导致车莫古隆起北翼的含油气性变差。但是,车莫古隆起的南侧古斜坡地带,由于在白垩纪前后的圈闭类型没有大的变化,同时又在白垩系—现今的沉积埋藏过程中得到了第二期生成的油气运移充注,油气藏丰度增加,地层发育异常高压,形成古斜坡的异常高压油气聚集区带。

北三台古隆起异常高压油气聚集区带。北三台隆起是一个自二叠纪开始的长期继承性的古隆起。侏罗纪—白垩纪的抬升剥蚀作用导致阜康凹

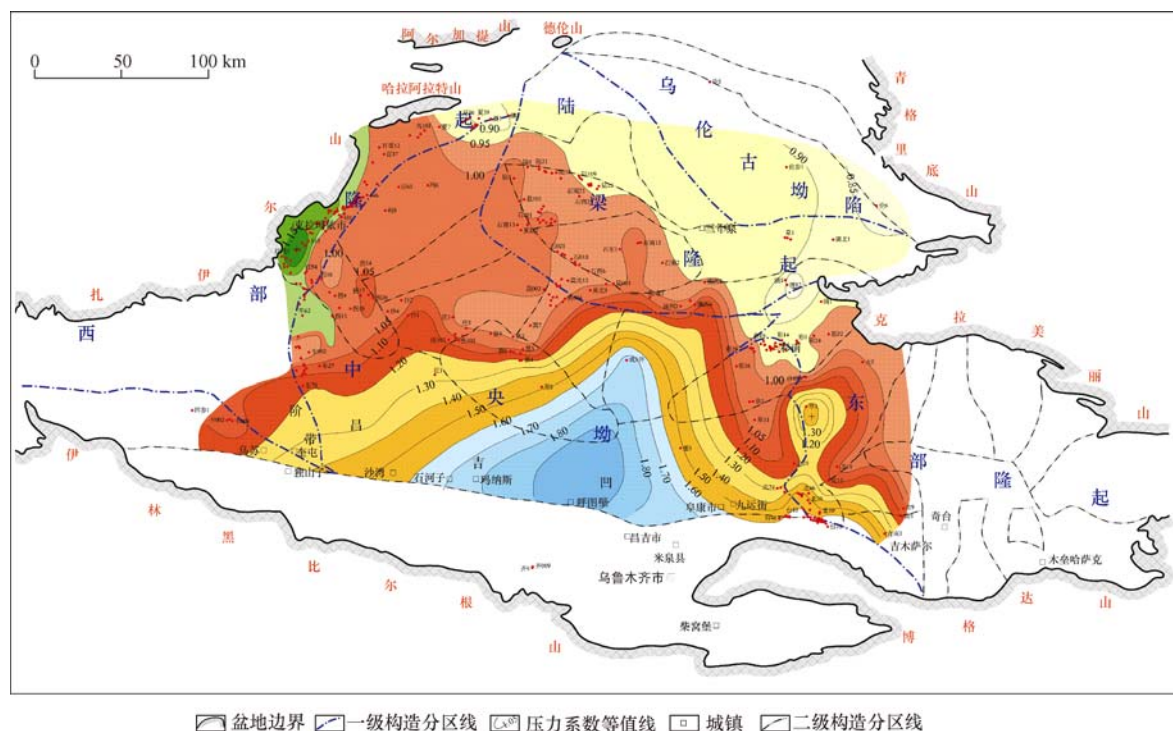


图 2 准噶尔盆地侏罗系储层流体压力系数平面分布

Fig. 2 Plan map showing the distribution of Jurassic reservoir fluid pressure coefficient in Junggar Basin

陷流体动力场向东的离心流强度大,可能在北三台凸起的西斜坡形成油气有利聚集区带,从而导致古斜坡的异常高压,油气藏类型以岩性油气藏为主。

3 准噶尔盆地地下水动力场形成演化与油气运聚

沉积盆地地下水动力场的形成与演化控制了油气的运移、聚集规律^[11-16]。泥岩压实排水离心流是沉积盆地油气运移的主要动力,在泥岩压实排水离心流过程中,部分油气在岩性、地层等圈闭中聚集成藏,油藏规模相对较小;越流泄水区是主要的地下水泄水区域和流体汇合区域,有利于油气的大量聚集,是大型油气田形成的重要场所;大气水下渗向心流区域,特定的地质条件下可能会形成水动力圈闭和部分岩性、地层、断层等圈闭,油气藏由于通常遭受大气水下渗淋滤破坏,油气保存条件较差,油气藏规模较小。

以陆梁隆起为例来分析准噶尔盆地地下水动力场的形成演化与油气运聚之间的关系。陆梁隆起是二叠纪以来的古隆起,在它的西或西南斜坡区,二叠系和三叠系向隆起区超覆沉积(图3)。

二叠系的地温梯度较高,随着上覆风城组、夏子街组和乌尔禾组的沉积,佳木河组含油气系统开始供油,油气在压实离心流作用下主要沿佳木河组顶部的不整合面从凹陷内运移至陆梁隆起斜坡区,并在适当圈闭(由于地层不整合和地层超覆发育,以地层圈闭为主)中聚集成藏。由于该阶段佳木河组烃源岩在盆1井西凹陷内尚未达到生油高峰,因此,二叠纪时陆梁隆起区聚集的油气主要来自玛湖凹陷,并在玛湖东斜坡区聚集。此时期形成的油气藏由于埋深较浅,在盆地抬升剥蚀期(海西运动和印支运动)往往因封闭条件变差而易受盆地边缘大气水的下渗淋滤而遭到破坏。

三叠纪时,在上覆地层的进一步压实下,玛湖凹陷和盆1井西凹陷内的风城组含油气系统和佳木河组含油气系统都已大规模排油,同时玛湖凹陷的佳木河组烃源岩也开始生气,形成陆梁地区的第一次主要成藏期。此阶段油气在离心流的作用下沿不整合面和断裂继续往陆梁隆起高部位运移聚集,凹陷内由于沉积了三叠系,因此离心流的发育强度比二叠纪时更加强烈,导致越流带相应

往陆梁隆起高部位有所推进(图3)。

三叠纪末的印支运动使得陆梁隆起再次抬升剥蚀形成三叠系顶部不整合,离心流强度减弱,大气水下渗加强,向心流往凹陷内有所推进,聚集于三叠系储层内的油气遭受一定程度的水洗氧化和生物降解,局部地区甚至影响到下部油气藏,如石西油田石炭系火成岩裂缝中残余沥青可能就是这一事件的最好见证。

海西运动和印支运动时期,腹部地区由于受近东西向的构造挤压作用造就了很多的逆断层,有的甚至横切构造,直接延伸到凹陷内,形成腹部地区油气运移的重要运移通道。如莫北凸起的石西1井南断裂和莫北1号断裂分别延伸至盆1井西凹陷和东道海子凹陷生烃区,成为油源断裂,形成了地下流体特别是油气运移的“高速公路”。

侏罗系和白垩系沉积使得凹陷内的离心流重新发育,越流泄水区也相应向三个泉凸起一带推进,大气水下渗向心流区退缩至三个泉凸起的东北部,在基东鼻凸中部至三个泉凸起形成地下水化学浓缩区,且表现为随埋深增加而淡化的倒置现象。夏盐凸起的西南部,如夏盐1井-石南13井区均发育为离心流区。侏罗纪时,玛湖凹陷和盆1井西凹陷内的佳木河组含油气系统处于排气期,风城组含油气系统开始生、排气,下乌尔禾组含油气系统在达巴松凸起至盆1井西凹陷埋深较大的地区也开始进入高成熟阶段,并伴有大量的气生成。这些新生成的油气在泥岩压实离心流的作用下,通过连通砂体、燕山期形成的不整合面和基底拱升形成的大量正断层继续往地层浅部和凹陷边缘(如基东鼻凸的中部至三个泉凸起地区)运移聚集,形成陆梁地区的第二次主要成藏期。如腹部莫北油气田、石西油田、石南油气田侏罗系储层中源于风城组的原油大部分形成于侏罗纪。

燕山运动使得陆梁地区地下水动力场的分布格局发生变化。早、中燕山运动使得陆梁隆起区整体抬升,遭受剥蚀,形成西山窑组和侏罗系顶部的区域性不整合,即形成大气水下渗向心流区,早先形成的油气遭到一定程度的破坏。晚燕山运动虽然在陆梁地区也有影响(如石南4井区头屯河组原油普遍表现出曾受严重生物降解,地下水的变质系数也达1.3),但影响程度已远不及早、中燕山运动。腹部莫北油田、石西油田、石南油气田及其周围的一些油气显示表明,侏罗系储层中源于

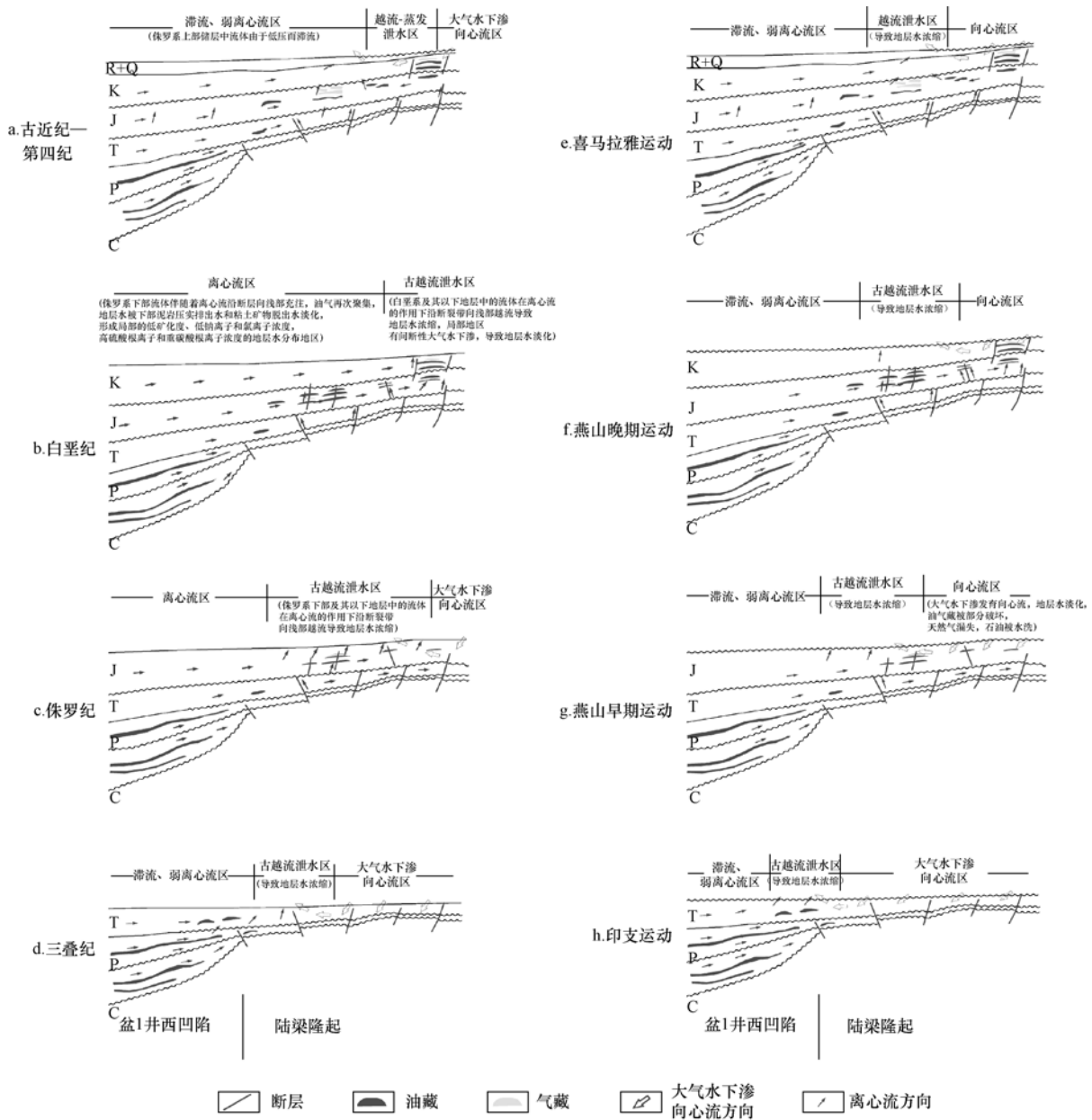


图3 准格尔盆地盆1井西凹陷-陆梁隆起地下水动力场演化与油气运聚成藏过程

Fig. 3 Evolution history of groundwater hydrodynamic field and hydrocarbon migration and accumulation processes in west Pen-1 sag and Luliang uplift, Junggar Basin

风城组的原油大都遭受了生物降解,而源于中二叠统的原油未见有生物降解的痕迹,即说明了这一点。

白垩纪末的晚燕山运动虽然没有引起大气水的强烈下渗,但是侏罗系中原本发育于盆1井西地区的离心流减弱甚至停止了,晚期的少量沉积对其离心流的贡献又不大,加上腹部地温梯度的持续下降,使得腹部地区侏罗系储层中现今基本不发育压实离心流,表现出滞流特征。因此,

可以认为白垩纪一至今,腹部侏罗系储层中离心流就基本停止了,水动力对油气运移不起动力作用。

喜马拉雅运动时期,腹部再次抬升,其掀斜作用使得油气的流体势增加,油气在浮力的作用下继续沿断裂等通道向上运移,因此腹部地区的油气自白垩纪之后在侏罗系储层中运移的主要动力机制已变为浮力。

需要补充两点,一是由于侏罗系八道湾组底

部的欠压实使得其下的二叠系和三叠系储层流体继续保持高压,由此产生的离心流也一直维持着,或许这可能是腹部侏罗系在缺乏区域水动力作用的古近纪和新近纪还会形成第三次主要成藏期的原因;二是由于水动力场的形成与演化,陆梁地区早期主要是玛湖凹陷离心流的越流泄水区,但到侏罗纪及其之后,已成为盆1井西凹陷离心流的主要越流泄水区,因此,结合陆梁隆起区油气的主要成藏期,可知其油气主要来源于盆1井西凹陷。

4 有利勘探区预测

在玛湖-盆1井西地下流体动力场形成、演化研究的基础上,结合水化学指标,并综合各方面的石油地质参数,对玛湖-盆1井西复合含油气系统

主要层位和不同区块的含油气性进行排序,进一步提出了全区的有利勘探目标区块(图4)。

西北缘断阶带的中西端、石西凸起的西部和陆梁隆起区的基东鼻凸至三个泉凸起由于长期处于玛湖-盆1井西复合含油气系统的离心流指向区,这些地区油气应该最富集,现今油气勘探结果也证明了这一点。另外,油气也可能侧向运移至断阶带下部石炭系储层中聚集成藏,因此西北缘基岩也是油气的有利富集区,近年来西北缘基岩油气藏的开发已经证实了这一猜测。

从二叠系和三叠系的地层水化学分布来看,小拐至克拉玛依的玛湖西南斜坡区存在地下水化学浓缩区,反映该区存在封闭的水文地质环境,因此该地区有利于油气的聚集。结合西北缘油气垂向运移模式,可以推测在玛湖西南斜坡区侏罗系储层中也可能会有油气聚集。

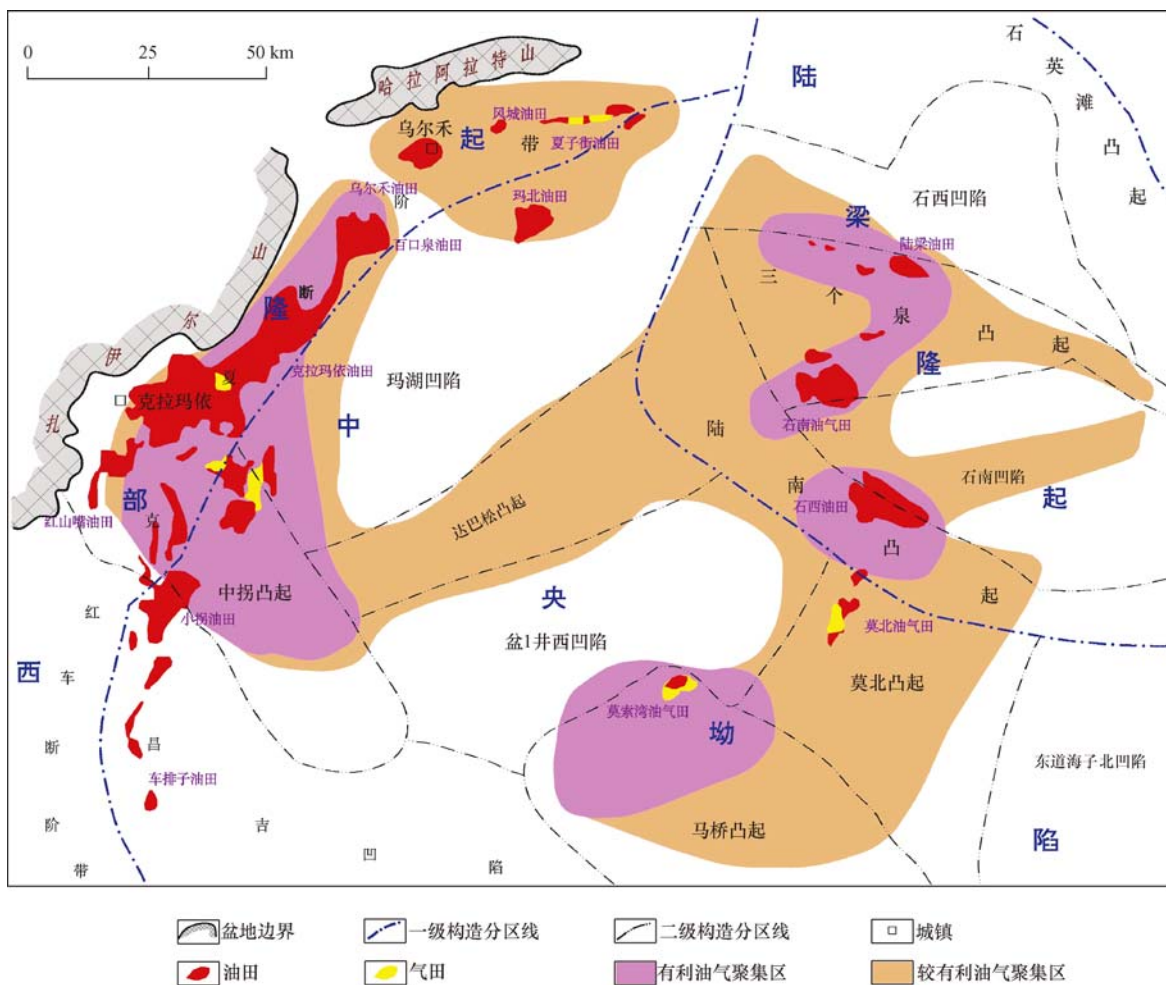


图4 玛湖-盆1井西凹陷复合含油气系统综合油气评价

Fig. 4 Comprehensive evaluation of the composite petroleum system in Mahu sag and west Pen-1 sag, Junggar Basin

莫索湾凸起一直处于盆1井西二叠系地下水动力场的越流泄水区,加上超压封盖层的存在,使得该地区可能成为油气运聚并保存的有利地区。但莫索湾凸起南部储层相对较差,其北部地区更有利于油气聚集。

自三叠纪以后,玛湖凹陷的北侧逐渐抬升,油气随玛湖凹陷北侧的离心流逐渐向北推进,被玛北背斜等圈闭截获,因此西北缘东端地区油气供给相对不足,油气富集程度要比中西端差,而玛湖北部斜坡区则成为油气聚集区(不利之处是该地区下部如二叠系储层较差,因此三叠系和侏罗系储层中更可能形成油气藏)。

莫北凸起、夏盐凸起的西南部和达巴松凸起处在玛湖-盆1井西复合含油气系统的离心流路径中,虽然不是流体势的最低区,但有合适圈闭存在的局部地区亦能捕获油气,因此也成为油气勘探的有利地区。

达巴松凸起由于是玛湖水动力体系和盆1井西水动力体系的共同越流泄水区,具有双侧供油气的优势,如果二叠系存在适当的圈闭和良好的盖层,那么该地区也可以形成油气田(但与玛北地区一样,存在储层差的问题)。该凸起区由于断裂不太发育,不利于油气垂向运移,且即使局部地区断裂发育,也不利于油气的富集,原因是玛湖地区三叠系特别是侏罗系已成为一个向斜性的大斜坡,油气在其输导层中是以发散形式运移的(当然,如果油气供给特别充足,那么也可能在玛湖地区形成大面积的油气聚集区),因此达巴松凸起的深部二叠系储层中相对而言可能更有利于油气聚集。中拐凸起和基东鼻凸中的油气则在倾伏背斜封盖层下沿流体势降低的方向运移,这也是这两个地区会更富集油气的主要原因。

另外,从玛湖-盆1井西地下水动力场的形成演化与油气演化史的相互配置来看,由于侏罗系沉积后玛湖水动力体系的轴线紧靠陆梁隆起区,因此风城组含油气系统和下乌尔禾组含油气系统对玛湖东斜坡区供油贡献不大(大部分往西北缘运移),而佳木河组含油气系统提供的油气又过早,使得该地区油气富集较贫。

夏子街地区的东部,地下水浓缩,反映该区存在有利于油气聚集的水文地质封闭环境,鉴于目前勘探资料的局限,在这里只能根据沉积构造特征,烃源岩演化,并结合水动力演化和油气成藏规

律来大概预测该地区可能有一定的油气聚集。

综合研究区地质构造和流体分布特征,认为侏罗系在克百断裂带至中拐凸起、三个泉凸起、夏盐凸起和莫索湾-莫北-石西地区是深部地下流体的越流或越流浓缩区,且水化学特征反映这些地区为油气保存条件良好的封闭地质环境,是油气勘探的有利地区。红山嘴至克百地区、玛北至玛东地区、陆梁隆起的高构造部位以及莫索湾凸起的北部和莫北凸起至石西凸起的中端等是三叠系地下流体的越流区,腹部地区储层的渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,不利于石油运聚,因此应注意腹部三叠系天然气的勘探。就二叠系而言,根据目前各方面资料来看,西北缘的中西段还是最好的油气聚集区,超压封隔层的存在使得达巴松凸起和莫索湾凸起也可能是二叠系油气的聚集区。

5 结论

1) 准噶尔盆地西北缘地区地下水矿化度随地层变老而逐渐增大,而腹部地区恰好相反,在陆梁隆起和莫索湾凸起,地层水矿化度随埋深增加而逐渐减小。盆地西北缘的边缘地带是大气水下渗-向心流淡化区;玛湖凹陷、盆1井西凹陷内部为泥岩压实排水-离心流淡化区;西北缘断阶带、陆梁隆起区、莫索湾-莫北凸起、达巴松凸起和车拐地区等为越流、越流-蒸发泄水区,在地下水越流泄水过程中,伴随较强烈的蒸发浓缩作用,形成了地下水矿化度、离子浓度的相对高值区。

2) 凹陷内部二叠系、三叠系储层广泛发育异常高压,压力系数往盆地边缘呈不规则环状降低,西北缘油气聚集带的西段以正常压力为主,中段以异常高压为主,东段则以正常压力和低压为主;准噶尔盆地南部的各凹陷区和天山山前冲断带侏罗系储层发育异常高压,压力系数由西南往东北方向逐渐降低,到夏盐凸起的东北部发育异常低压;西北缘西部断阶带的低部位普遍发育异常高压,而北部断阶带压力系数普遍小于1.0,局部甚至出现低压。快速沉积引起的压实不平衡是研究区高压发育的主要原因,异常低压的发育与轻烃组分的漏失量大于流体运移补给增加量有关。

3) 在地下流体分布、地下水动力场形成演化研究的基础上,综合研究区地质构造特征,认为克百断裂带至中拐凸起、三个泉凸起、夏盐凸起和莫

索湾-莫北-石西地区是深部地下流体(侏罗系)的越流浓缩区;红山嘴至克百地区、玛北至玛东地区、陆梁隆起的高构造部位以及莫索湾凸起的北部和莫北凸起至石西凸起的中端等是腹部三叠系天然气的有利聚集区;西北缘的中西段及达巴松凸起和莫索湾凸起是二叠系油气的有利聚集区。

参 考 文 献

- [1] 王京红,靳久强,匡立春. 准噶尔盆地莫北油气藏主控因素再认识[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 165-174, 191.
Wang Jinghong, Jin Jiuqiang, Kuang Lichun. Discussion on the main controlling factors of Mobei oil/gas reservoirs in the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 165-174, 191.
- [2] 毕研斌,高山林,朱允辉,等. 准噶尔盆地莫西庄油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2011, 31(3): 318-326.
Bi Yanbin, Gao Shanlin, Zhu Yunhui, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of Moxizhuang oilfield, the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 31(3): 318-326.
- [3] 余腾孝,曹自成,徐勤琪,等. 准噶尔盆地北部古生代构造演化与石炭系烃源岩[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 91-97.
Yu Tengxiao, Cao Zicheng, Xu Qinqi, et al. The Paleozoic tectonic evolution and the Carboniferous source rocks in the northern Juggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 91-97.
- [4] 焦大庆. 盆地流体与成藏动力学过程分析[M]. 北京:石油工业出版社, 1999.
Jiao Daqing. Basin fluids and the dynamic process of hydrocarbon accumulation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [5] 康永尚. 油气成藏动力学过程分析[M]. 北京:石油工业出版社, 1999.
Kang Yongshang. Dynamic process of hydrocarbon accumulation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [6] 程汝楠. 古水文地质及其应用[M]. 北京:地质出版社, 1991: 1-45.
Cheng Runan. Ancient hydrogeology and its application[M]. Beijing: Geology Press, 1991, 1-45.
- [7] 楼章华,高瑞祺,蔡希源. 论松辽盆地地下水动力场演化与油气运移、聚集[J]. 沉积学报, 1997, 15(4): 115-120.
Lou Zhanghua, Gao Ruiqi, Cai Xiyuan, A study on the evolution hydrodynamics, the migration and accumulation of oil and gas in the Songliao basin[J]. Acta Sedimentologic Sinica, 1997, 15(4): 115-120.
- [8] Hitchon B, Brulotte M. Culling criteria for 'standard' formation water analyses[J]. Applied Geochemistry, 1994, 9: 637-645.
- [9] Hitchon B. Rapid evaluation of the hydrochemistry of a sedimentary basin using only "standard" formation water analyses; example from the Canadian portion of the Williston Basin[J]. Applied Geochemistry, 1996, 11: 789-795.
- [10] Belitz K, Bredehoeft J D. Hydrodynamics of the Denver basin: An explanation of subnormal fluid pressures[J]. AAPG Bulletin, 1988, 72, 1334-1359.
- [11] 杨绪充. 论含油气盆地地下水动力环境[J]. 石油学报, 1989, 10(4): 27-34.
Yang Xuchong. Hydrodynamics for oil-bearing sedimentary basins[J]. Journal of Petroleum, 1989, 10(4): 27-34.
- [12] 楼章华,高瑞祺,蔡希源. 论松辽盆地地下水动力场演化与油气运移、聚集[J]. 沉积学报, 1997, 15(4): 115-120.
Lou Zhanghua, Gao Ruiqi, Cai Xiyuan, A study on the evolution hydrodynamics, the migration and accumulation of oil and gas in the Songliao basin[J]. Acta Sedimentologic Sinica. 1997, 15(4): 115-120.
- [13] 曾澍辉. 台北凹陷地下水动力特征及其对油气运移和聚集的影响[J]. 沉积学报, 2000, 18(2): 273-278.
Zeng Jianhui. Hydrodynamic characteristics and its effect on oil-gas migration and accumulation in Taipei depression, Tu-Ha Basin[J]. Acta Sedimentologic Sinica. 2000, 18(2): 273-278.
- [14] Toth J. A theoretical analysis of groundwater flow in small drainage basins[J]. Journal of Geophysics Research 1963, 68: 4795-4812.
- [15] Toth J. Gravity induced cross-formational flow of formation fluids, Red Earth region, Alberta, Canada, analysis, patterns and evolution[J]. Water Resources Research, 1978, 14(5): 805-843.
- [16] 李俊良,王海荣,张建新,等. 珠江口盆地西部珠江组潮流砂脊的分布、形态和水动力机制[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(5): 671-677.
Li Junliang, Wang Hairong, Zhang Jianxin, et al. Distribution, geometry and hydrodynamic mechanism of tidal sand ridges in the Zhujiang Formation, the western Zhujiangkou Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(5): 671-677.

(编辑 董 立)