

文章编号 :1000-0550(2000)02-0273-06

台北凹陷地下水动力特征及其对油气运移和聚集的影响

曾溅辉

(石油大学盆地与油藏研究中心 北京昌平 102200)

摘要 吐哈盆地台北凹陷现今为重力水流盆地。台北凹陷可划分为胜北洼陷和丘东-小草湖洼陷两个地下水流系统。区域地下水流向自北向南,北部山前构造带为地下水补给区,南部中央断裂带北缘为地下水排泄区。垂向上,地下水的连通性较好。台北凹陷自侏罗纪以来,经历了三个不同的地下水动力演化阶段。早期(早侏罗世-晚侏罗世)为压实水流阶段,该阶段导致区内较大规模的油气藏均分布在生烃洼陷周围,有效烃源岩展布范围之内;中期(早白垩世-第三纪中新世)为压实水流-重力水流阶段,该阶段对早期形成的油气藏进行改造和调整,并在压实水流与重力水流的混合带形成油气藏;晚期(第三纪上新世至今)为重力水流阶段,它导致沿区域地下水流移方向,油水界面、油气藏充满度和含油气层段均发生明显的变化。

关键词 地下水动力 演化 油气运移和聚集 台北凹陷

作者简介 曾溅辉 男 1962 年出生 博士 副教授 水文地质与石油地质

中图分类号 P618.130⁺1 **文献标识码** A

70 年代以来,国内外许多学者^[1-12]对含油气盆地地下水动力特征进行了大量的研究,探讨了地下水动力特征对油气运移和聚集的影响,确定了地下水动力与油气运移和聚集具有密切的联系。吐哈盆地大规模勘探和开发十几年来,进行了大量的石油地质研究,但对盆地地下水动力特征及其对油气藏形成和分布影响研究得不多,其中李伟等人^[13]探讨了台北凹陷现今水化学特征与油气保存条件,吴涛等人^[14]研究了水动力场的变化与油气运聚的关系。本文首先在台北凹陷的流体温度场、压力场和地层水地球化学场的研究基础上,系统研究了台北凹陷现今地下水动力特征,确定了台北凹陷的地下水动力类型;然后结合凹陷的沉积和构造演化特征,分析了地下水动力的演化,最后探讨了水动力对油气运移和聚集及其油气成藏的影响。

1 地质背景

吐哈盆地是一个以中生代沉积为主体的内陆沉积盆地,呈东西向延长的狭长状。盆地以北缘深断裂与博格达等山系为界,南以康古尔塔格断裂与觉罗塔格山毗邻。吐哈盆地划分为三个一级构造单元,即吐鲁番坳陷、哈密坳陷和了墩隆起。台北凹陷位于吐鲁番坳陷的北部,北界为博格达山脉,南界为火焰山-七克台断裂,西端自然翘起,东端止于了墩隆起,为吐鲁番坳陷最重要的次级构造单元。

自西向东,台北凹陷分成胜北、丘东和小草湖三个次级凹陷^[14]。这三个洼陷都发育了从上三叠统一中下侏罗统好的生储油层系,为主要的生储油层系。但是侏罗系沉积后各洼陷的沉降历史不同,其中胜北洼陷上侏罗统一第三系的沉积厚度较大,达 3 800 m,丘东洼陷上侏罗统一第三系沉积厚度适中。小草湖洼陷的盖层厚度虽适中,但侏罗纪后期发生过较强烈的剥蚀。上述地质条件的差异,导致了各洼陷地下水动力特征的差异。台北凹陷断裂十分发育,从形成时间看,有印支期、燕山期和喜山期断裂;从断裂走向看,有 NE 向、NW 向、SN 向和近 EW 向断裂,这些断裂纵横交错、相互切割;从断层性质看,以挤压逆冲断裂为主,有走滑、拉张和滑脱断裂。这些断裂为油、气、水的水平和垂直运移提供了良好的通道。

2 现今地下水动力特征

台北凹陷现今地下水动力特征反映了区内最后一次构造运动即喜山运动以来的地下水动力特征。现今地下水动力特征可以根据地温场特征、压力场特征以及地层水地球化学特征来表征和描述。

2.1 地温场与地下水动力

由地下水流动导致的热对流能够显著地改变地下热状态,即改变盆地中的温度分布和热流样式^[1]。理论研究表明,在重力流为主的沉积盆地,穿层重力水流

对盆地地温分布的主要影响发生在重力水流系统的补给区和排泄区,即垂向地下水流域^[15,16]。在地下水的补给区,大气降水的向下入渗降低了地下温度,导致补给区出现负温度异常,相对低的地温梯度和较低的热流值,同时地温梯度和热流随着深度增加而增加。而在地下水的排泄区,向上运动的地下水流增加了地下温度,导致排泄区出现正温度异常,相对高的地温梯度和高热流,并且地温梯度和热流随着深度增加而降低^[1-3,6,17]。这些与大范围的重力水流系统有关的地温分布特征已在世界上的许多盆地得到证实,如加拿大西部沉积盆地^[3-4,6],美国的丹佛盆地、伊利诺斯盆地和德国莱茵地垫等^[5,7,18]。

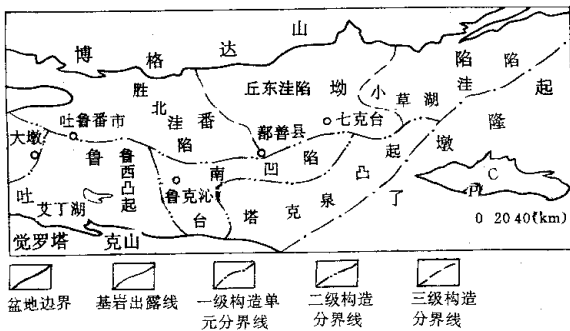


图1 吐哈盆地构造单元划分略图

Fig. 1 The structural units in Tu-Ha Basin

吐哈盆地台北凹陷具有与上述重力流盆地相似的地温分布特征。首先,区内地温梯度南高北低的特点反映了区内地下水运动特征。即与地形高度变化一致,区内存在着自北向南运动的由地形高差引起的区域地下水流,沿着水流方向自北向南地温梯度逐渐增加。例如在丘东洼陷,位于区域地下水补给区的北部山前鄯勒构造带地温梯度为 $2.46^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,至地下水径流区的中部构造带地温梯度增加到 $2.52^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,在区域地下水排泄区的南部温吉桑构造带地温梯度达到最大,为 $2.65^{\circ}\text{C}/100\text{m}$;其次,本区地温与深度的关系具有重力流盆地典型分布特征。例如,在丘东洼陷,地下水补给区的北部山前鄯勒构造带,地温随深度增加呈上翘的曲线增加,并且增加得很快,同时地温梯度也随深度增加而增加,在地下水排泄区的南部温吉桑构造带,地温随深度增加呈下翘的曲线增加,并且增加得很慢,但地温梯度则随着深度增加而减小,而在地下水径流区的中部丘陵构造带,地温和地温梯度随深度的变化介于鄯勒和温吉桑构造带之间,呈直线变化(图2);最后,从北向南地温梯度与地层水矿化度和化学类型之间的关系进一步证实区内存在着自北向南的区域地下水流(表1)。因此,根据地温场的分布特征,台北

凹陷存在着由地形高差引起的自北向南的区域地下水流,为典型的重力流盆地。

另外,胜北、丘东和小草湖三个洼陷的地温与深度之间的相关系数均达0.87以上,表明区内整个深度范围内,具有相似的地温梯度,基本不存在地温梯度的突变带,说明区内垂向上有很好的水力联系和热的传输性。

2.2 地层压力与地下水动力

地层压力分布特征在很大程度上反映了地下水动力特征。取静水压力梯度为 $1.0\text{MPa}/100\text{m}$ 计算压力系数,并对区内100多口探井的DST压力测试资料进行统计。统计结果表明(1)台北凹陷一般不存在异常高压,地层压力表现为正常压力或略显负压异常的特点。其中胜北和丘东洼陷的平均地层压力系数近似为1.0,而小草湖洼陷的平均地层压力系数小于0.90,表现为负压的特征。其主要原因是区内强烈的断裂活动使得深部地层中的能量发生释放,从而导致压实作用形成的大多数异常高压转变成静水压力。(2)在胜北洼陷 J_{2x} 、 J_{2s} 、 J_{2q} 和 J_{3k} 四组地层的平均压力系数相差不大,为正常压力,只有最上部地层 K_1h 和 Esh 的平均压力系数稍小,为0.91,稍显负压。丘东洼陷各组地层的平均压力系数相差不大,均接近于1.0,表现和正常压力。小草湖洼陷各组地层的平均压力系数相差很小,但均小于0.90,具负压异常的特点。因此,区内各地层之间流体的垂向或侧向联系比较好,构成了相互连通性较好的流体动力系统。(3)在整个深度范围内,三个洼陷的地层压力与深度具有很好的相关关系,相关系数均在0.81以上,表明区内流体的垂向连通性较好。但是在一些局部区域,仍存在着一些异常高压或低压,其结果将导致流体的连通性变差,流动受阻。

2.3 地层水化学与地下水动力

地层水地球化学特征可以从另一侧面更深入地反映地下水动力特征,揭示水动力系统演化的性质和水文地质条件的封闭性。台北凹陷地层水矿化度和主要化学成分含量在平面上表现为西高东低和南高北低的特点。由西部的胜北洼陷至东部的丘东洼陷和小草湖洼陷,地层水的矿化度(TDS)和主要化学成分浓度逐渐降低,同时由北部山前带至南部中央断裂带北缘,地层水矿化度和主要化学成分含量逐渐增大。例如在丘东洼陷,北部山前带大多数地层水的矿化度低于 2000mg/l ,中部丘陵构造带地层水矿化度在 $362.4\sim 14893\text{mg/l}$ 之间,其中大多数在 $2000\sim 6000\text{mg/l}$,平均矿化度为 5359.86mg/l ,而南部温吉桑构造带地层水矿化度分布在 $374\sim 61307\text{mg/l}$ 之间,平均矿化度为

19 660.97 mg/l, 远远高于北部山前带和中部丘陵构造带地层水, 同时地层水中的其它主要化学组分含量也很高。与之相似, 胜北洼陷北部山前带煤窑沟和恰

勒坎构造带地层水矿化度和主要化学组分含量均较低, 而在洼陷南部和西南部的葡北构造带和胜南构造带地层水的矿化度和主要化学组分含量均最高, 其中

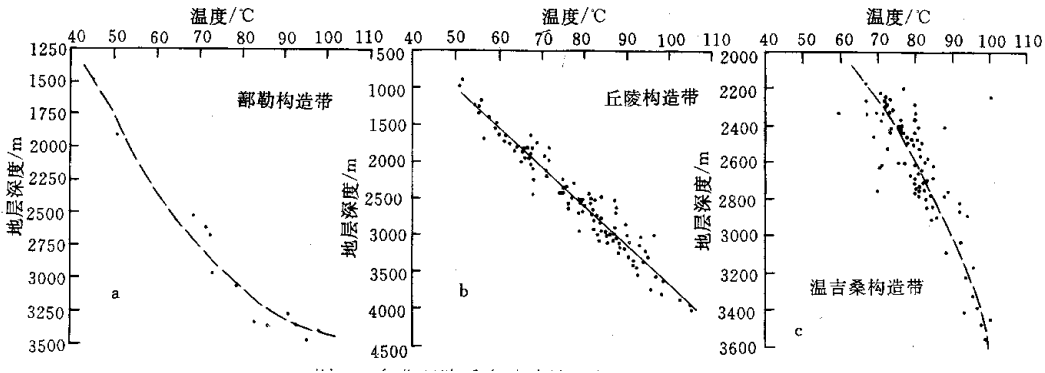


图 2 台北凹陷丘东洼陷地温与深度之关系

Fig. 2 Changes in geothermal temperature with depth in Qiudong sag, Taibei depression

表 1 台北凹陷地层水矿化度与地温梯度关系对比

Table 1 TDS of formation water and geothermal gradient in Taibei depressin

方 向	油 气 田 (区 块)	总矿化度/mg·l ⁻¹		水 型	地温梯度/ ℃·(100m) ⁻¹
		含水层 地层水	含油水层 地层水		
北 ↓ 南	丘陵西块	3 000	3 209	NaHCO ₃	2.29
	丘陵东块	4 228	6 000	NaHCO ₃	2.29
	鄯善油田西北边缘		6 200	CaCl ₂	2.33
	鄯善油田	4 700	20 000	CaCl ₂	2.46
	温西构造	25 000	31 000	CaCl ₂	2.63
	温吉桑构造带	50 000	35 000	CaCl ₂	2.65

平均矿化度分别为 93 541.3 mg/l 和 11 425 mg/l。

根据水文地球化学的基本原理, 在地下水的补给区(区域高地形区), 由于受上部渗入水的影响, 且水-岩相互作用时间短, 水交替积极而水的盐度和元素含量普遍低, 而在排泄区(区域负地形区)地下水经过长距离的运移, 水-岩相互作用时间长, 使得地下水中由于盐分的不断积累而盐度增加。因此由同一水动力系统的补给区至排泄区, 地下水中的矿化度和化学组分浓度将不断增加。由于胜北洼陷各组地层水的化学组分浓度明显不同于丘东和小草湖洼陷, 另外, 区域地下水流的主要方向为自北向南, 因此胜北洼陷可能构成一单独的地下水流系统。其地下水的补给区主要位于北部山前地带, 主要径流方向为自北向南和自东北向西南, 并在胜南和葡北构造带形成排泄区。丘东和小草湖洼陷地层水具有相似的矿化度和化学组分浓度, 并且具有相近的构造和沉积演化史。因此这两个洼陷地层水很可能构成同一水流系统。区域地下水流的主

要方向为自北向南或自西北向东南, 北部山前带为地下水的补给区, 而南部的温吉桑构造带为地层水的排泄区。

一般在区域地下水运动较弱的盆地, 由补给区至排泄区流动的地下水所携带的热量和溶解物质很少, 难以明显地改变地下温度场和盐度场, 地层水中的矿化度则随着深度增加而增大^[6]。但是, 在区域地下水流较强的盆地, 地下水流可以通过搬运更多的热量和盐分, 从而导致地层水中的矿化度并不一定随深度增加而增大^[19]。由图 3 可知在胜北洼陷, 地层水矿化度并不随深度增加而增大, 而是在埋深 2 000~2 500 m 处存在一个高矿化度带, 并且分布在除 J₁b+s 之外的各组地层中。另外在 2 000~2 500 m 之间也分布着一些矿化度较小的地层水, 而这些矿化度较小的地层水主要分布在洼陷北部山前等地层水的补给区。同样, 在剖面上, 丘东洼陷也存在着一个地层水的高矿化度带, 该带的埋深在 2 200~3 500 m 之间, 分布范围比

较宽。这些高矿化度的地层水主要分布在丘东洼陷区域地层水排泄区的温吉桑构造带,并且主要分布在 J_{2x} 和 J_{2s} 地层中,而此深度段矿化度较低的地层水则主要分布在北部山前和丘陵构造带。结合区内地温场和地层压力分布特征,可以推测台北凹陷存在着自北向南的较强的区域地下水水流系统。该地下水水流系统在胜北和丘东洼陷的垂向循环深度分别大于 2 000~2 500m 和 2 200~3 500 m。

地下水运动原理^[5],台北凹陷现今水动力具有下列特征:

(1)平面上,区域地下水动力方向与区内地形地貌倾斜方向一致,由北部高地形区向南部低地形区流动,并在凹陷内形成完整的补给、径流和排泄地下水水流系统。

(2)台北凹陷可划分为两个地下水水流系统。第一个地下水水流系统位于胜北洼陷,主要水流方向自北向南或自东北向西南,补给区为北部山前地带的煤窑沟—恰勒坎等构造带,而排泄区为南部和西南部胜南和葡北构造带,地层水的矿化度和化学组分含量很高。第二个地下水水流系统位于丘东和小草湖洼陷。区域地下水流向自北向南或自西北向东南,北部山前地带为地下水的补给区,而南部的温吉桑构造带为地下水的排泄区,地层水的矿化度和化学组分含量相对较低。

(3)垂向上,由于受断裂影响,地下水的连通性相对较好。在胜北洼陷,中侏罗统各组地层流体的区域垂向连通性较好,在局部地区,由于受构造作用的影响,中、下侏罗统与上侏罗喀拉扎组(J_{3k})和白垩系及第三系可以构成一个垂向连通的流体动力系统。在丘东和小草湖洼陷,垂向上中下侏罗统构成一个相互连通流体动力系统,但局部地区,由于沉积作用的影响,中下侏罗统在垂向上形成下侏罗统与 J_{2x} 和 J_{2s} 与 J_{2q} 等多个不相连通的水动力系统。

3 地下水动力演化

区域地下水动力受沉积盆地的沉积和构造演化过程所控制。在不同的盆地演化阶段,具有不同的区域地下水动力特征。Coustaou 等人^[13]提出了盆地演化的水动力模式。在此基础上,杨绪充^[14]按地下水动力环境将盆地划分为压实盆地、重力流盆地和滞流盆地三种基本类型,以及压实流—重力流复合盆地和重力流—滞流复合盆地等过渡类型。结合台北凹陷沉积和构造演化特征,侏罗纪以来本区可划分为三个水动力阶段。

第一阶段,早侏罗世至晚侏罗世,为压实水流阶段。此阶段,盆地由整体下沉逐渐转变为周边块体的强烈抬台^[14],地下水流的运动表现为由盆地沉降中心的较深部位向盆地浅部和边缘呈发散状离心运动特征,即主要表现为由三个洼陷中心向四周运动(图 3a)

第二阶段,早白垩世至第三纪中新世,为压实水流—重力水流阶段。侏罗纪末期的中燕山运动,一方面使该区遭受挤压,形成了一系列逆冲断裂及构造裂缝,使早侏罗世沉积以来由于压实作用产生的异常孔隙压力逐渐释放,地层压力逐渐降低,地下流体交替积极;

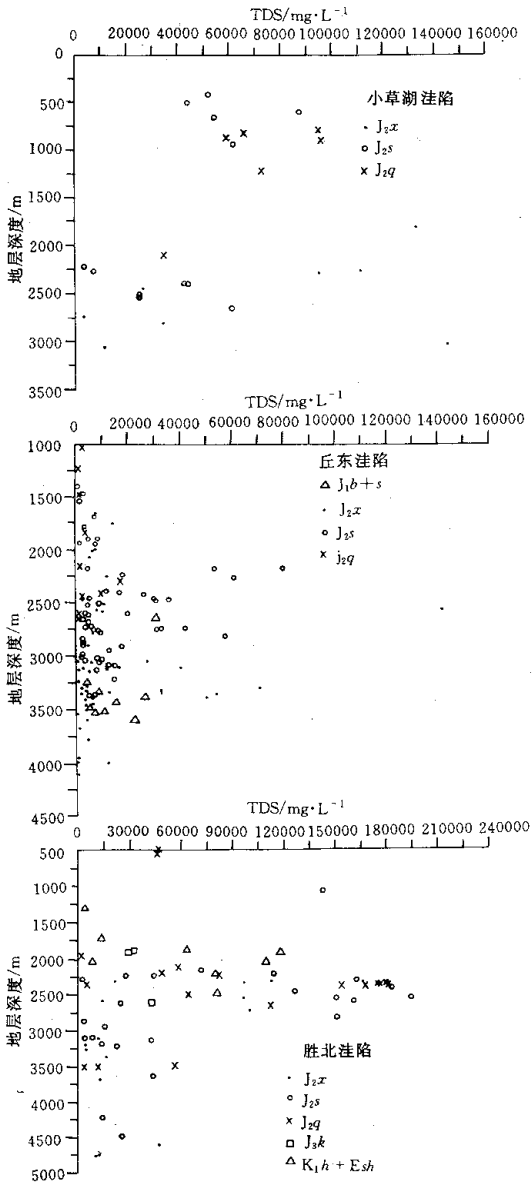


图 3 台北凹陷地层水矿化度随深度的变化

Fig. 3 Changes of TDS for formation water with depth in Taibei depression

结合台北凹陷地温场、压力场和地层水化学特征以及凹陷地形地貌特征,根据 Toth 重力穿层流及区域

另一方面使盆地周围单元强烈抬升,大气降水和地表水在重力作用下沿着盆地周缘隆起的山体不断向地下入渗,向盆地中心或向地势较低的盆地另一侧边缘运动,同时压实水流亦由盆地中心向盆地边缘作离心状运动,并在盆地边缘与重力水流相遇并形成一相互作用界面。这两个地下水系统之间的相互作用界面的位置取决于地下渗透率分布以及驱动压实和重力水流动力的大小和方向。在这种水动力盆地浅部或边部具重力流特征,而中部或深部具压实流特征。在丘东洼陷该界面的北界位于巴喀油田北部,而南界则位于温吉桑构造带与七克台构造带之间(图3b)。由于丘东和小草湖洼陷 J_3k 和白垩系的剥蚀强度和厚度均明显大于胜北洼陷,因此,丘东和小草湖洼陷的重力水流强度比胜北洼陷大。

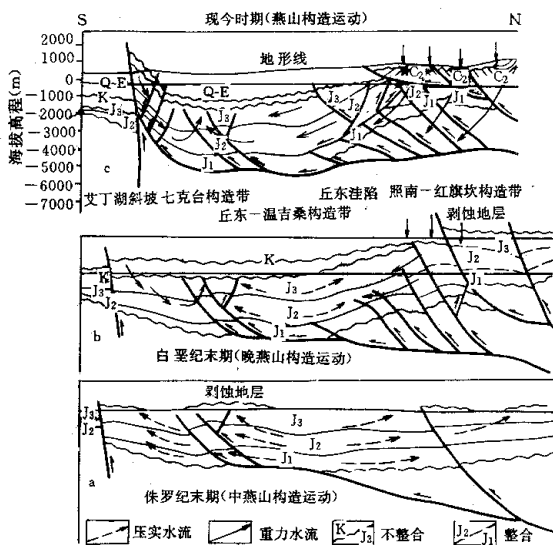


图4 台北凹陷地下水动力演化示意图

a. 现今时期(燕山构造运动); b. 白垩纪末期(晚燕山构造运动);
c. 侏罗纪末期(中燕山构造运动)

Fig. 4 Sketch map of hydrodynamic evolution in Taibei depression

第三阶段,第三纪上新世至今,为重力水流阶段。上新世以来,喜山构造运动使台北凹陷北部的博格达的强烈抬升,使台北凹陷由北向南倾斜,这时由地势较高的博格达山向下入渗的大气降水和地表水渗入到盆地中心,然后在地势较低的凹陷南侧流出,构成明显的穿越流(图3c)。

4 水动力对油气运移和聚集的影响

不同的地下水动力演化阶段,水动力对油气运移和聚集构成不同的影响。(1)侏罗纪的压实水流阶段,由超压泥岩生油层进入相邻储层,油气随水多以离心

状运移为特征。在油气二次运移路径上,遇到合适圈闭时聚集成藏。因此油气藏以生烃洼陷为中心成环带分布。台北凹陷较大规模的油气聚集均分布在生烃洼陷周围,有效烃源岩的展布范围之内,如丘陵和温吉桑等油气富集带。而离有效烃源岩较远的构造带,往往捕捉不到充足的油气,如肯德克构造带等。因此侏罗纪的压实水流对本区油气藏的形成和分布构成重要的影响。(2)在早白垩世至第三纪中新世的压实水—重力水流阶段,由压实水流和重力水流组成的混合水流,将对压实水流阶段形成的油气藏进行改造和调整,其中压实水流与重力水流交汇地带为油气聚集的有利地带。区内由洼陷中心向外运动并携带大量烃类的压实水流与由地形高处入渗的,向盆地内部运动的重力水流,在巴喀地区、丘陵地区和温西地区交汇,造成大量烃类游离聚集,从而对巴喀油气田、丘陵油气田及温西油气田的形成构成重要影响。巴喀油田和温西油田油气物性差异较大,如巴喀油田原油密度从 0.81 g/cm^3 变至 0.86 g/cm^3 ,温西油田原油密度从 0.70 g/cm^3 变到 0.85 g/cm^3 ,也反映了这些油气聚集区压实水流与重力水流的混合作用很强,从而证实由压实水流与重力水流共同组成的混合水流对本区油气藏的形成和分布也构成重要的影响。(3)由喜山末期构造运动形成的由北向南运动的重力水,导致沿区域地下水运移方向,油水界面、油气藏充满度和油气层均发生明显的变化。在丘陵构造带,沿区域地下水运移方向,由西北向东南,油水界面、油气充满程度和含油气层段的发生明显变化。位于西北部区域地下水高点的巴喀油田,西山窑组为主力油层,柯7、10、13、14井含油断块油水界面从 -1000 m 至 -1718 m ,该油田油气充满程度很低。向东南的丘陵油田西块,也仅有七克台—三间房组—套油气层,并以含气为主,油水界面下降为 -1580 m ,油气充满程度低于50%。至丘陵油田东块,含油气情况发生很大的变化,存在着 J_2q-J_2s 和 J_2x 两套油气层,油气基本充满圈闭,油水界面下降为 -2450 m 。在构造带最低部位的鄯善油田,有 J_2q-J_2s 和 J_2x 两套油气层,油气界面为 -2505 m ,油气充满程度高。同时地层水的矿化度和化学成分,以及油气的物理性质也由西北向东南显示出规律性的变化。虽然丘陵构造带各油田含油气情况的差异,受多种因素的影响,但是可以肯定地下水动力对其构成重要的影响,其中巴喀油田和丘陵西区的油藏遭受了地下水的破坏作用,巴喀油田的 J_2q-J_2s 组油藏和丘陵西区的 J_2x 油藏破坏程度大,而巴喀油田的 J_2x 油藏与丘陵西区的 J_2q-J_2s 油气藏破坏程度相对较小。另外在温吉桑构造带各油气田含油气状况,亦有自构造带

高部位向构造带低部位油水、油气界面不断下降的现象。位于构造高部位的温西、红胡油田,油气充满程度较低,而位于低部位的温吉桑、米登油田,充满程度高。

5 结论

(1)台北凹陷现今为重力水流盆地。平面上,台北凹陷可划分为胜北洼陷地下水流系统和丘东、小草湖地下水流系统。这两个水流系统主要运动方向均为自北向南,主要补给区为北部山前构造带,排泄区分别为胜南、葡北构造带和温吉桑构造带。垂向上,由于受断裂影响,地下水的连通性较好。

(2)台北凹陷的地下水动力演化经历了三个不同的阶段,即早期(早侏罗世—晚侏罗世)的压实水流阶段,中期(早白垩世—第三纪中新世)的压实水流—重力水流阶段和晚期(第三纪上新世至今)的重力水流阶段。

(3)早期压实水流导致区内较大规模的油气藏均分布在生烃洼陷周围,有效烃源岩展布范围之内。中期压实水流—重力水流阶段对早期压实水流阶段形成的油气藏进行改造和调整,并在压实水流与重力水流的混合带形成油气藏。晚期由北向南运动的重力水流导致沿区域地下水运移方向,油水界面、油气藏充满度和含油气层段均发生明显的变化。

参 考 文 献

- Toth J. Petroleum hydrogeology: a new basic in exploration[J]. World Oil, 1987, 49: 8~50
- Bachu S, Underschlutz J R. Hydrogeology of formation waters, Northeastern Alberta Basin[J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(10): 1745~1768
- Garven G. A hydrogeologic model for the formation of the giant oil sands deposits of Western Canada Sedimentary Basin[J]. American Journal of Science, 1989, 289: 105~166
- Hitchon B. Geothermal gradients, hydrodynamics, and hydrocarbon oc-

- currences, Alberta, Canada[J]. AAPG Bulletin, 1984, 68(b): 713~743
- Gosnold W D. Heat flow and groundwater flow in the Great Plains of the United States[J]. Journal of Geodynamics, 1985, 4: 247~264
- Verweij J M. Hydrocarbon migration systems analysis[M]. Elsevier Science Publishers, 1993. 23~78
- Person M, Garven C. Hydrologic constraints on Petroleum generation within continental rift basins: Theory and application to the Rhine Graben[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(4): 468~488
- Coustau H. Formation waters and hydrodynamics[J]. Journal of Geochemical Exploration, 1977, 7: 213~241
- 杨绪充编著. 含油气区地下温压环境[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 1993. 151~178
- 程汝楠编译. 古水文地质及其应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1981. 1~12
- 地矿部水文地质工程地质研究所. 油田古水文地质与水文地球化学—以冀中拗陷为例[M]. 北京: 科学出版社, 1987. 1~162
- 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, 16(4): 115~120
- 李伟, 陈晓红. 台北凹陷油田水化学特征与油气保存条件分析[A]. 见: 王昌桂, 路锡良主编, 吐哈盆地石油地质研究论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 1995. 91~97
- 吴涛, 赵文智主编. 吐哈盆地煤系油气田形成和分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 198~213
- Smith L, Chapman D S. On the thermal effects of groundwater flow. 1. Regional scale systems[J]. Journal of Geophysical Research, 1983, 88(B1): 593~608
- Woodbury A D, Smith L. On the thermal effects of three-dimensional groundwater flow[J]. Journal of Geophysical Research, 1985, 90(B1): 759~767
- Majorowicz J A, Jones F W, Lam H L, Jessop A M. Terrestrial heat flow and geothermal gradients in relation to hydrodynamics in the Alberta Basin, Canada[J]. Journal of Geodynamics, 1985, 4: 265~283
- Bethke C M. Hydrologic constraints on the genesis of the Upper Mississippi Valley mineral district from Illinois basin brines[J]. Economic Geology, 1986a, 81(2): 233~249
- Deming D, Nunn J A. Numerical simulations of brine migration by topographically driven recharge[J]. Journal of Geophysical Research, 1991, 96(B2): 2485~2499

Hydrodynamic Characteristics and Its Effect on Oil – Gas Migration and Accumulation in Taibei Depression, Tu – Ha Basin

ZENG Jian-hui

(Basin & Reservoir Research Center, University of Petroleum, Changpin Beijing 102200)

Abstract

The regional groundwater flow in Taibei depression of Tu – Ha basin is the gravity – induced cross – formational groundwater flow. There are two gravity – induced cross – formational groundwater flow systems in Taibei depression. One is in Shengbei sag and the other is in Quidong and Xiaocaohu sags. The groundwater in the

(Continued on page 289)

groundwater systems flows from north to south. The recharge area of the groundwater is in the Bogeda mountainous terrain north Taibei depression and the drainage is in the north border of the central faulted zone in Taibei depression. There is vertically good hydraulic connection among the different formation waters. Since the Jurassic period, there have been three different stages of the groundwater hydrodynamic evolution. The early stage (Jurassic period) is the stage of the compacted groundwater flow, in which the compacted flow caused the large-scale oil-gas reservoir to distribute within effective source rocks around the sags of the generating hydrocarbon. In the middle stage (Cretaceous Period - Miocene Epoch), the groundwater flow is the compacted and gravity-induced flow and it had adjusted the reservoir formed in the early stage of hydrodynamic evolution. The groundwater caused oil and gas to accumulate in the mixed zone of the compacted and gravity-induced groundwater flows. In the late stage (Pliocene Epoch to now), the groundwater flow is driven by topography and it had the interface of oil/water, the oil saturation of reservoir and the oil-gas-bearing formation and location changed significantly along regional groundwater flow.

Key words hydrodynamic evolution oil-gas migration and accumulation Taibei depression