

冀中坳陷潜山油气运聚动力学特征及其类型

邹华耀¹ 向龙斌¹ 梁宏斌² 朱庆忠²

(1. 中国地质大学研究生院, 武汉 430074; 2. 华北石油管理局研究院, 任丘 062552)

摘要: 依据冀中坳陷潜山流体压力场、流体化学场及流体运移通道等特征的综合研究, 将潜山分为三种运聚动力学类型: 不整合连通—开放型潜山(I型)、断层通道一半开放/半封闭型潜山(II型)和封闭型潜山(III型)。I型潜山与冀中坳陷中部区域性地下水动力系统相连通, 油气源充足, 可形成大规模的潜山油气藏。II型潜山分布于紧邻生烃洼陷的斜坡区, 潜山相关断层的地震泵(seismic pumping)通道作用促使油气运移与聚集, 成藏条件较好。III型潜山位于沉降幅度较大的洼陷区呈“孤立”分布, 上覆第三系形成异常高压带, 抑制了潜山相关断层流体通道作用, 潜山呈封闭系统, 油气运聚条件较差, 可能只能形成小型潜山油气藏, 勘探风险大。

关键词: 潜山; 油气运移; 聚集成藏; 动力学; 冀中坳陷。

中图分类号: P618.130.1 **文献标识码:** A

文章编号: 1000—2383(2001)01—0067—06

作者简介: 邹华耀, 男, 副教授, 1963年生, 1985年毕业于江汉石油学院地质系, 现在江汉石油学院从事石油地质学的教学与科研工作

自1975年在冀中坳陷发现任丘潜山大油田以来, 潜山勘探与研究取得了重大进展, 相继发现了一批潜山油气田。随着渤海湾盆地黄骅坳陷1998年潜山勘探的又一重大发现, 潜山勘探再次成为人们关注的焦点。然而以往对潜山的成藏机理主要侧重于各静态要素的描述, 缺乏对潜山油气运聚成藏机理的系统分析和分类。

进入20世纪90年代, 随着盆地动力学研究的兴起, 以盆地流体为核心内容的石油地质动力学成为油气成藏研究的主流^[1,2]。人们试图从油气藏的静态要素和地质作用的动态过程(烃类的生成、运移和聚集)进行系统研究成藏动力学过程。本文在前人研究基础上, 通过潜山流体压力场、化学场特征, 结合潜山的构造特征分析潜山油气运聚动力学特征, 并对潜山进行动力学分类, 为潜山的进一步勘探提供评价依据。

1 地质背景及潜山油气藏基本要素

冀中坳陷是发育于华北地台渤海盆地西北部的

一个中生代坳陷。该坳陷在第三纪前为古隆起, 组成该隆起主体的地层是中、上元古界及上古生界。在第三纪早期该隆起解体, 基岩块体发生强烈断翘倾活动, 翘升一侧成为潜山, 倾伏一侧沉降为下第三系烃源岩分布的单断凹陷。

潜山储集体主要形成于老第三纪沉积前漫长地质历史中, 以强烈风化淋滤作用为主。老第三纪早期, 伴随块断翘倾活动, 基岩逐步被下第三系具有生烃能力的不渗透层覆盖, 从而形成了大量的潜山圈闭。这些圈闭与下第三系烃源岩上下叠置或通过断层和不整合油气运移通道侧向相联, 具有丰富的油气来源, 因此, 具备了形成潜山油气藏的基本条件。已发现的潜山油气田主要分布于霸县凹陷和饶阳凹陷, 其次在廊固凹陷与深县凹陷也发现了少部分的潜山油气田(图1)。

2 流体压力场特征

(1)冀中坳陷中部潜山具有统一的水动力系统。图1所示, 冀中坳陷大部分潜山油气田, 尤其是大型的潜山油气田集中分布于中部的霸县凹陷与饶阳凹陷。据唐智等^[3]研究, 该区域潜山地下水测压面自西

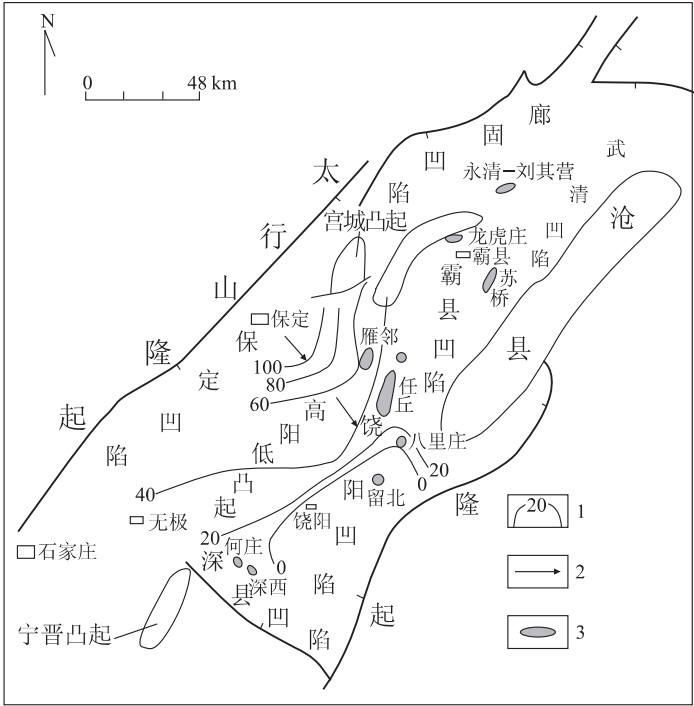


图 1 冀中坳陷潜山油气藏与潜山水动力条件分布(据唐智等[3]修改)

Fig. 1 Distribution of petroleum accumulation and dynamic regimes for buried hills in Jizhong depression

1. 测压面海拔高程等值线;2. 水运动方向;3. 潜山油气田

向东逐渐降低(图 1). 地下水动力受西部太行山隆起供水区与饶阳凹陷东部泄水区的控制, 为一个统一的水动力系统.

(2)冀中坳陷潜山油气藏具有静水压力系统特征. 表 1 为冀中坳陷主要潜山油气藏的原始地层压力与压力系数, 压力系数介于 1.0~1.05, 表现为开放的静水压力系统特征. 这一特征很可能暗示允许流体充注与排泄的开放型潜山, 是其成藏的必要条件.

3 流体化学场特征

油气藏流体化学场的特征可揭示油气藏形成与演化的动力学过程. 本文主要从潜山油气藏油田水的化学性质入手, 结合现今潜山油气藏的分布规律, 研究不同水文地质条件下或封闭条件不同的潜山油气运聚动力学特征, 由此对潜山进行动力学分类.

(1)冀中坳陷中部. 中部具有统一地下水动力系统, 该潜山油气藏主要包括雁邻、任丘、莫州、河间、八里庄和留北等(图 1). 表 2 列出了这些潜山油田水化学性质的几个主要参数. 总体上, Cl^- 质量浓度低, 总矿化度 $<10\,000\text{ mg/L}$, 水型为 NaHCO_3 , 表现为淡化类[4]或低盐度油田水的特征[5], 阴离子以

表 1 冀中坳陷潜山油气田地层压力与压力系数

Table 1 Formation pressure and pressure coefficient in buried hill oil fields of Jizhong depression

油田 (钻井)	含油层位	油层中部 深度/m	原始地层 压力/MPa	压力系数	压力 系统
永清	0	2 041	20.1	1.01	静 水 压 力 系 统
刘其营	0	3 135	32.1	1.01	
京 24	0	464	47.9	1.00	
京 24	0	4 664	48.0	1.00	
龙虎庄	0	2 121	21.6	1.01	
龙虎庄	∈ f	2 504	25.0	1.02	
雁邻	J _{xw}	2 990	30.1	1.01	
莫州	J _{xw}	4 189	41.0	1.02	
任丘	0	3 444	33.1	1.05	
任丘	∈ f	3 227	31.4	1.03	
任丘	J _{xw}	3 525	32.5	1.02	
八里庄	J _{xw}	2 665	25.8	1.02	
留北	J _{xw}	3 335	32.9	1.00	
何庄	0	3 246	31.6	1.00	
深西	0	4 096	40.1	1.00	

HCO_3^- 等为主, Cl^- 质量浓度较低. NaHCO_3 型水表明这些潜山油气藏具有强烈的自由交替水动力条件[6]. 雁邻、莫州、任丘、八里庄、留北等潜山油田胶质与沥青质质量浓度(平均)达到 25%, 尤其是雁邻雾迷山组油藏的胶质与沥青质质量浓度达到 34.8%~

表 2 冀中拗陷中部潜山油田水化学性质

Table 2 Nature of buried hill oil fields' water in the middle area of Jizhong depression

油田	$\rho(\text{Cl}^-)/$ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	总矿化度/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	水型	封闭条件
雁邻	1 341	2 943	NaHCO_3	开放型
楷虎庄	1 686	3 970	NaHCO_3	
南孟	1 322~2 146	3 161~3 824	NaHCO_3	
任丘(J_{kw})	1 867	3 795	NaHCO_3	
任丘($\in f$)	816	2 176	NaHCO_3	
莫州	2 593~5 098	4 682~8 875	NaHCO_3	
河间	2 438	5 450	NaHCO_3	
八里庄	2 064~16 000	4 448~18 927	NaHCO_3	
留北	549~1 562	2 030~5 350	NaHCO_3	
平均值	2 701.7	4 886.9		

表 3 廊固凹陷与深县凹陷潜山油田水化学性质

Table 3 Nature for oil field water in buried hills within Langgu and Shenxian depressions

油田(井)	井深/m	$\rho(\text{Cl}^-)/$ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	总矿化度/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	水型	封闭条件	
永清—刘其营	永 18	3 186~3 317	15 184	26 110	CaCl_2	半开放或半封闭型
	永 20	3 328~3 371	16 228	28 967	CaCl_2	
	永 20	3 522~3 534	18 577	31 929	CaCl_2	
	永 22	3 216~3 203	10 625	18 666	CaCl_2	
	永 22	3 291~3 294	17 898	30 784	CaCl_2	
	永 22	3 306~3 316	2 664	44 787	CaCl_2	
	永 31	3 180~3 230	12 025	21 443	CaCl_2	
	永 32	3 423~3 524	24 429	55 277	CaCl_2	
	永 35	2 282~3 359	20 591	35 573	CaCl_2	
	京 30		7 904	14 178	CaCl_2	
深西	37 50~4 100	9 190	15 365	CaCl_2		
何庄	3 000~3 300	569	12 463	CaCl_2		
平均		15 655	27 961			

38.75%^[3],表明这些潜山油气藏具有弱氧化环境,从侧面证实了冀中拗陷中部潜山带具有强烈的地下水动力条件和开放性特征。

(2)冀中拗陷廊固凹陷、深县凹陷。前述流体压力场特征表明,廊固凹陷永清—刘其营潜山和深县凹陷深西、何庄潜山油气田与中部潜山油气田同样具有静水压力系统特征,但是,廊固与深县凹陷潜山不具有各自统一的地下水动力系统。其油田水性质及潜山流体系统的封闭性特征也与中部潜山存在较大的差异。表 3 列举了永清—刘其营潜山与深西、何庄潜山油田水化学性质。总体上 Cl^- 质量浓度与总矿化度相对较高,水型为 CaCl_2 ,表现为咸化类或中等盐度油田水的特征,阴离子以 Cl^- 为主,矿化度介于 12 463~44 787 mg/L,表明这两个凹陷潜山水动

力条件弱,比中部潜山的封闭性能强。从永清—刘其营潜山胶质与沥青质质量分数为 10%,深西与何庄潜山<10%的特点也表明其油藏的保存条件较好。

为了更加有效地利用油田水化学性质反映地下流体系统的封闭性条件,博雅尔斯基(见文献[6])利用 $\rho(\text{Na}^+)/\rho(\text{Cl}^-)$ 比值将 CaCl_2 型油田水分为 5 类,随着 $\rho(\text{Na}^+)/\rho(\text{Cl}^-)$ 比值的减小,封闭程度增强,地层水的交替变弱。廊固凹陷潜山油田水 $\rho(\text{Na}^+)/\rho(\text{Cl}^-)$ 比值介于 0.6~0.9,表明其水动力具有过渡带的特点,封闭条件介于自由交替带与完全隔绝之间,为半开放或半封闭的特点。

综上所述,冀中拗陷潜山油气田主要分布于中部霸县与饶阳凹陷具有统一水动力的开放系统中,其次分布于廊固与深县凹陷半开放/半封闭的系统。这进一步表明具有静水压力特征,并处于开放或半开放/半封闭的地下水动力系统系统中的潜山有利于油气成藏。

4 油气运聚动力学特征及类型

前述可知,冀中拗陷潜山流体压力场、化学场特征从某种程度上反映了潜山油气藏的成因与分布。其实,作为潜山成藏动力系统一个组成部分的流体(油、气、水)与其他诸成藏要素,如圈闭、运移通道等在成因上既互相联系,又处于同一时空系统中受控于盆地构造、沉积的发生与演化。现今潜山油气藏是诸成藏要素与盆地动力学过程的结果。因此,可以根据流体场的特征来反映受多种因素影响的潜山油气运聚动力学过程,由此而进行的分类更具有潜山油气藏的成因意义。

按照冀中拗陷潜山构造的位置、流体运移通道与流体场特征可以将潜山划分为三种运聚动力学类型。其成藏动力学特征论述如下。

4.1 不整合连通—开放型潜山(I型)

I 型潜山分布于中部霸县与饶阳凹陷,其油气运移路径通过不整合连通,具有统一的地下水动力系统。其运聚动力学具有以下特点:

(1)其初次运移的过程是,下第三系烃源岩生成的油气在过剩压力(瞬时过剩压力或异常高压^[7])驱动下向下部的不整合排驱。油气进入不整合后,在浮力与水动力作用下运移至潜山聚集,油气聚集置换的水则向下排驱溢出潜山沿水动力向东南方向运移(图 2)。当潜山圈闭充满后,多余的油气则溢出潜山

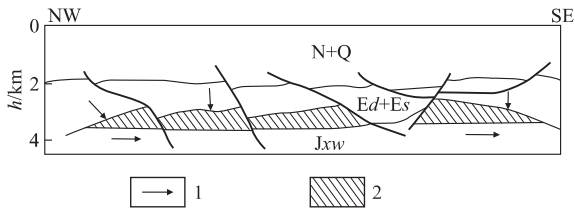


图 2 不整合连通—开放型潜山油气运聚模式(任丘潜山)
Fig. 2 Petroleum migration and accumulation model for unconformity-connected, open buried hills
1. 流体运移方向;2. 油气藏

向东南方向运移,这也许是冀中坳陷中部地区沿水动力方向分布了越来越多的潜山油气田的缘故^[3]. (2)需要指出的是,I 型潜山成藏不受上覆第三系压力系统状况的影响,其油、气、水的运聚过程通过不整合运移通道来完成,不需要通过上覆地层中的断层运移通道来完成.(3)I 型潜山借助于区域水动力条件,具有较大的聚油面积,当供水区方向具有高强度的生烃区时,泄水区方向的潜山往往具有较好的油气源条件,可以形成数量多、储量较大的潜山油气田.这很可能是霸县与饶阳凹陷潜山油气形成条件优于廊固凹陷的主要原因.

4.2 断层通道—半开放/半封闭型潜山(Ⅱ型)

这类潜山主要分布于区域上不具备地下水动力条件的廊固与深县凹陷的斜坡带.此类潜山油气田包括永清—刘其营潜山,深西和何庄潜山.其油气运聚动力学具有以下特点:(1)由于Ⅱ型潜山不具备像 I 型潜山那样具有排泄区的水动力系统,因此油气运聚过程中置换出的水及多余的油气必须过断层向上排驱(图 3).显然,断层的通道作用成为Ⅱ型潜山成藏的关键因素.如果断层起封闭作用,那将抑制潜

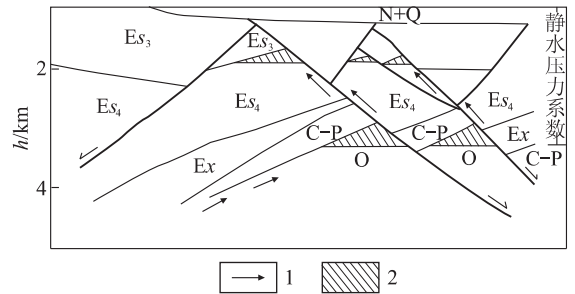


图 3 断层通道—半开放/半封闭型潜山油气运聚模式(刘其营潜山)
Fig. 3 Petroleum migration and accumulation model for fault conduit, semi-closed buried hills

图例同图 2

表 4 Ⅱ型潜山上覆地层中油气藏流体压力场与油田水化学性质

Table 4 Fluid pressure regimes and nature of oil field water for the oil fields overlying type Ⅱ buried hills

油田	层位	压力系数	压力系统	$\rho(\text{Cl}^-)/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	总矿化度/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	水型
别古庄 (京 11)	Es ₄	1.01	静水压力	13 037	25 100	CaCl ₂
别古庄 (京 06)	Es ₄	1.06	静水压力			
中岔口	Es ₃	1.11	静水压力	22 909	35 421	CaCl ₂
荆丘	Es ₃	1.00	静水压力	5 770	57 704	CaCl ₂

山中油气的聚集过程,从而阻止油气向潜山的不断运移,不利于潜山的成藏.(2)断层的通道作用与诸多因素有关,但主要受断层性质和上部地层的岩性与压力系统的制约.众所周知,冀中坳陷第三系发育的断层为同生正断层,在潜山上覆第三系不发育异常高压带的条件下,这些与潜山相关的同生正断层可以作为下部潜山流体向上运移的幕式通道^[8].此类同生正断层周期性输导流体的作用称作地震泵作用(seismic pumping),这种通道作用不仅使得潜山中的流体沿断层向上运移,促使油气在潜山中的聚集,而且会促进与增强生烃凹陷中的油气不断地向潜山中运移^[9].Ⅱ型潜山上覆第三系通常为静水压力系统特征,有助于下伏潜山流体沿断层的向上运移.如永清—刘其营潜山之上及其附近下第三系别古庄、中岔口油田,以及深西、何庄潜山上邻近的下第三系荆丘油田都为静水压力系统(表 4).另一方面,Ⅱ型潜山上方下第三系油气田与下伏潜山具有相似的油田水特征,即咸化类 CaCl₂ 型油田水(表 4),表明下伏潜山与上部油气藏通过断层相连通.

4.3 封闭型潜山(Ⅲ型)

这类潜山分布于沉降幅度较大的洼陷区,潜山规模较小,呈“孤立”分布.目前这类潜山还处于勘探阶段,如廊固凹陷的南旺、韩村等潜山,勘探上还没有取得突破.Ⅲ型潜山同Ⅱ型一样,不具备区域水动力条件.根据现有的资料,Ⅲ型潜山的油气运聚动力学过程具有以下特征:(1)与Ⅱ型潜山一样,Ⅲ型潜山油气的运聚过程依赖于相关断层的通道作用.但与Ⅱ型潜山不同的是,Ⅲ型潜山位于相对沉降区,上覆地层的沉积厚度与沉积速度较大,容易在上覆地层中形成欠压实引起的异常高流体压力带.如廊固凹陷南旺潜山与韩村潜山上覆下第三系安 90—69 断块与琥珀营断块油田就具有异常高压,压力系数

表 5 Ⅲ型潜山上覆地层中油气藏流体压力场与油田水化学性质

Table 5 Fluid pressure regimes and nature of oil field water for the oil fields overlying type Ⅲ buried hills

油田	层位	压力系数	压力系统	$\rho(\text{Cl}^-)/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	总矿化度/ $(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	水型
安 90—96 断块	Es^{3+}	1.61	异常高压	1 255	6 027	NaHCO_3
琥珀营断块	Es_3	1.32	异常高压	295	4 495	NaHCO_3

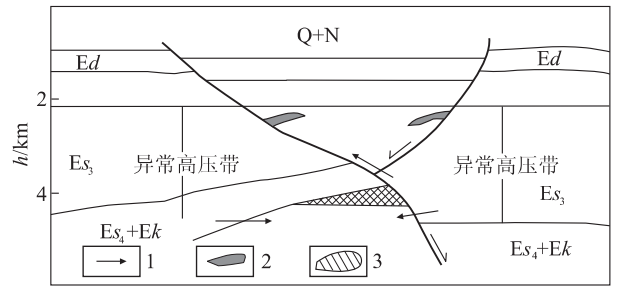


图 4 封闭型潜山油气运聚模式(廊固凹陷南旺潜山)
Fig. 4 Petroleum migration and accumulation model for closed buried hills
1. 可能的流体运移;2. 油气藏;3. 推测的油气聚集

>1.3(表 5). 相应的油田水为淡化类 NaHCO_3 型水,表明上部油藏与下伏较高矿化度的潜山没有连通. 断层很可能没有起到有效的通道作用. (2) 由于Ⅲ型潜山上覆地层存在异常高压带,潜山中流体受压力封闭的抑制作用不能沿断层向上运移^[10],从而阻止了潜山中油气运聚过程的发生与发展. 因此尽管现今还未取得压力测试数据,但Ⅲ型潜山流体压力系统很可能具有异常高压的特征. 就流体封存箱(overpressured fluid compartment)成藏而言,箱内最有利的部位为封存箱的顶部(参见图 4);箱外的最有利部位应在封存箱的上方静水压力带^[11]. Ⅲ型潜山本身没有生烃能力,油气源需要上覆封存箱内的烃源岩提供,因此不利于成藏. (3) 根据以上分析,Ⅲ型潜山很难形成大量的油气聚集,这也许是廊固凹陷Ⅲ型潜山勘探未取得突破的缘故. 总之Ⅲ型潜山的勘探风险较大.

5 结论

(1) 根据冀中坳陷潜山流体场特征,将潜山划分为 3 种运聚动力学类型:不整合连通—开放型潜山(I 型)、断层通道—半开放/半封闭型潜山(Ⅱ型)和封闭型潜山(Ⅲ型).

(2) I 型潜山以不整合相连通,分布于霸县与饶阳凹陷,具有统一的静水压力水动力系统. 油田水为淡化类 NaHCO_3 型. 油气的运聚成藏通过不整合作为流体的运移通道,具有聚油面积大,沿地下水动力方向可形成众多潜山油气藏的特点. I 型潜山成藏条件最佳,往往可形成大型的油气藏.

(3) Ⅱ型潜山分布于廊固与深县凹陷的斜坡区,具静水压力特征. 油气运聚成藏以潜山相关断层作为流体运移通道,其上覆第三系中油气藏为静水压力特征,油田水与下伏潜山相似,为咸化类 CaCl_2 型,潜山与上覆第三系油气藏彼此以断层相连通. Ⅱ型潜山成藏条件较好.

(4) Ⅲ型潜山分布于沉降幅度较大的洼陷区呈“孤立”分布,潜山规模较小. 上覆第三系异常高压带的压力封闭作用,阻碍了潜山流体沿相关断层向上运移,不利于潜山的成藏. Ⅲ型潜山本身很可能具有异常高压特征. 该区有利成藏位置为潜山上部第三系异常高压封闭箱的顶部及封存箱之上静水压力带. Ⅲ型潜山可能只能形成小型的油气藏,勘探风险较大.

参考文献:

[1] 孙永传,陈红汉. 石油地质动力学的内涵与展望[J]. 地学前缘,1995, 2(3—4): 9~14.
[2] 李思田. 盆地动力学研究——基本思想、内容与趋向[A]. 见:李思田,王华,路凤香. 盆地动力学——基本思路与若干研究方法[C]. 武汉:中国地质大学出版社,1999. 1~17.
[3] 唐智,吴华元,高维亮,等. 中国石油地质志(卷五)[M]. 北京:石油工业出版社,1988. 1~455.
[4] 刘崇禧. 我国油田水的离子组合特征[J]. 地球化学,1989, (2): 175~179.
[5] Hanor J S. Origin of saline fluids in sedimentary basins [A]. In: Parnell J, ed. Geofluids: origin, migration and evolution of fluids in sedimentary basins [C]. Geological Society Special Publication,1994, 78: 151~174.
[6] 高锡兴. 中国含油气盆地油田水[M]. 北京:石油工业出版社,1994. 17~25.
[7] 李明诚. 油气运移研究的现状与发展[J]. 石油勘探与开发,1994, 2(2): 1~6.
[8] 邹华耀,金燕,黄光辉. 断层封闭与油气运移与聚集[J]. 江汉石油学院学报,1999, 21(1): 9~12.
[9] Hooper E C D. Fluid migration along growth fault in compacting sediment [J]. Journal of Petroleum Geology,1991,14(2):161~180.

- [10] Magara K. Pressure sealing: an important agent for hydrocarbon entrapment [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1993, 9: 67~80.
- [11] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartment [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(1): 1~12.

DYNAMIC MODELS OF PETROLEUM MIGRATION AND ACCUMULATION FOR PALEOZOIC-PROTEROZOIC BURIED HILLS IN JIZHONG DEPRESSION, BOHAI BAY BASIN

Zou Huayao¹ Xiang Longbin¹ Liang Hongbin² Zhu Qingzhong²

(1. Graduate School, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China; 2. Institute of Huabei Petroleum Administrative Bureau, Renqiu 062552, China)

Abstract: The comprehensive analysis of fluid pressure field, fluid chemical field and fluid-migrating conduits of buried hills in Jizhong depression, Bohai Bay basin classifies the buried hills as the following three major dynamic categories of petroleum migration and accumulation: (1) unconformity-connected-open buried hills (Type I), (2) fault conduit-semi-open/semi-closed buried hills (Type II), and (3) closed buried hills (Type III). Type I buried hills are connected with the regional underground hydrodynamic system located in the middle part of the Jizhong depression where is present a sufficient supply of the petroleum and gas that may result in the formation of large-scale hydrocarbon pools in the buried hills. Type II buried hills occur in the slopes close to the hydrocarbon-generated sags, with the seismic pumping conduits in the buried hill-associated faults serving as the acting force on the petroleum and gas migration and accumulation, exhibiting an excellent condition for the petroleum pools. Type III buried hills scattered within the depression zone with a relatively great degree of subsidization occur separately and are overlapped by the Tertiary abnormally high pressure zone, restraining the acting force of the fluid conduits associated with the buried hills. In this case, the buried hills in the closed system with the relatively poor condition of petroleum and gas migration and accumulation may accommodate small-sized petroleum and gas pools of the buried hills with great exploration risks.

Key words: buried hills; hydrocarbon migration; pools of petroleum accumulation; dynamic model; Jizhong depression.