

兴隆台旋卷构造的初步探讨

韩 栓 民

(辽河油田研究院)

兴隆台旋卷构造位于辽河盆地西部凹陷中心偏东部位, 界于台安—大洼大断裂与双台子断裂之间(图1)。它包括兴隆台油田和双台子油田。

兴隆台油田位于兴隆台背斜构造带, 构造面积182平方公里, 高点在兴86块(古潜山所在)。油田内新生界总厚度为2000—7000米, 主要为陆源碎屑砂泥岩的河湖三角洲沉积, 油气集中分布在下第三系, 从下到上为沙四段、沙三段上、沙二段、沙一段和东营组, 其中沙二段为主力油层。油气藏主要为背斜—断块型, 次为地层—岩性型, 后者主要分布在沙三段上部。油气藏埋藏最深为3286.6米(马79井、沙二段), 最浅为1372.4米(兴70井, 东营组)¹⁾。多套油气层在平面上叠加连片, 总体表现为背斜构造油藏特征。油田被三级断层切割成七个断块区, 各断块区又被四级断层切成更小的断块, 大小断块之间具有不同的油水界面, 油气水关系比较复杂。

双台子油田位于双台子背斜构造带, 系双台子断层下降盘形成的同生构造, 走向北东, 西翼窄而陡, 东翼宽而缓, 被一系列近东西向断层所切割, 由北向南依次降低, 高差达800米(图2)。从下到上有四套含油层, 即沙三段下、沙三段上、沙二段和东营组。中间二层为主力油层。它以背斜—断块油气藏为主, 次为断块—岩性油气藏(东营组), 并多具气顶。

关于上述两油田的地质特征及油气水分布规律, 前人已有不少论述, 本文仅在此基础上, 应用地质力学的理论和方法, 对兴隆台旋卷构造进行初步探讨。

一、旋卷构造^[1]特征及发育简史

兴隆台旋卷构造以兴隆台古潜山为砥柱, 它的旋回层分为两部分, 分别由两套力学性质不同的结构面组成。其一, 为兴隆台背斜构造带的南北两端部分, 分为南北两组张

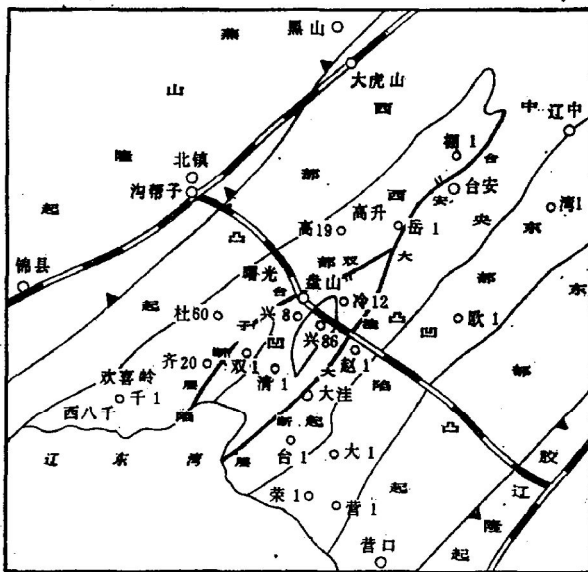


图1 兴隆台旋卷构造位置图

1) 冯作贤等, 1980, 兴隆台油田开发分析报告。

背斜构造带被一系列近东西向断层切割, 由高点向南北两端依次降低, 最大高差达2000米(图2)。

兴隆台古潜山位于兴隆台背斜核部, 由沙四火山岩、前震旦系花岗片麻岩及其坡积物组成, 其顶部最小埋藏深度为2200米, 潜山幅度在兴隆台油田范围内为1350米(以沙四顶计算)。

新生代以前, 兴隆台潜山带可能与辽中隆起相连, 到新生代初期, 区域性北西向的引张力使它与辽中隆起分离而成为西部凹陷的一个构造单元。沙四早时, 沿断裂发生强烈的中基性岩浆喷发, 在潜山带的西南部玄武岩比较发育, 厚度为65—190米。此时, 潜山仍露出水面, 遭受强烈风化剥蚀。至沙四晚时才沉没, 接受了一套钙质页岩、油页岩、白云质灰岩及泥灰岩的超覆式沉积(沙四顶标准层), 厚20—120米。沙四末时, 构造范围只限于潜山附近, 呈穹窿状, 轴向为 112° (图4a)。

沙三时, 正是辽河盆地的深陷期, 接受了一套巨厚的暗色泥岩堆积。在西部凹陷, 沙三段的最大厚度可达2000米以上; 而在潜山顶部, 厚度只有400—600米。沙三末时(沙二段沉积前), 仅在兴隆台油田范围内, 砥柱的幅度(以沙四顶为标准, 下同)已达1000米(图4b及图5a), 轴向为 78° , 这时构造已开始沿长轴延展。

沙二时, 是盆地的收缩期, 沉积了一套以砂砾岩为主的粗碎屑岩地层, 厚50—200米, 到沙一段沉积前, 砥柱幅度为1100米, 轴向为 64° (图4c)。这时, 背斜带已具雏型,

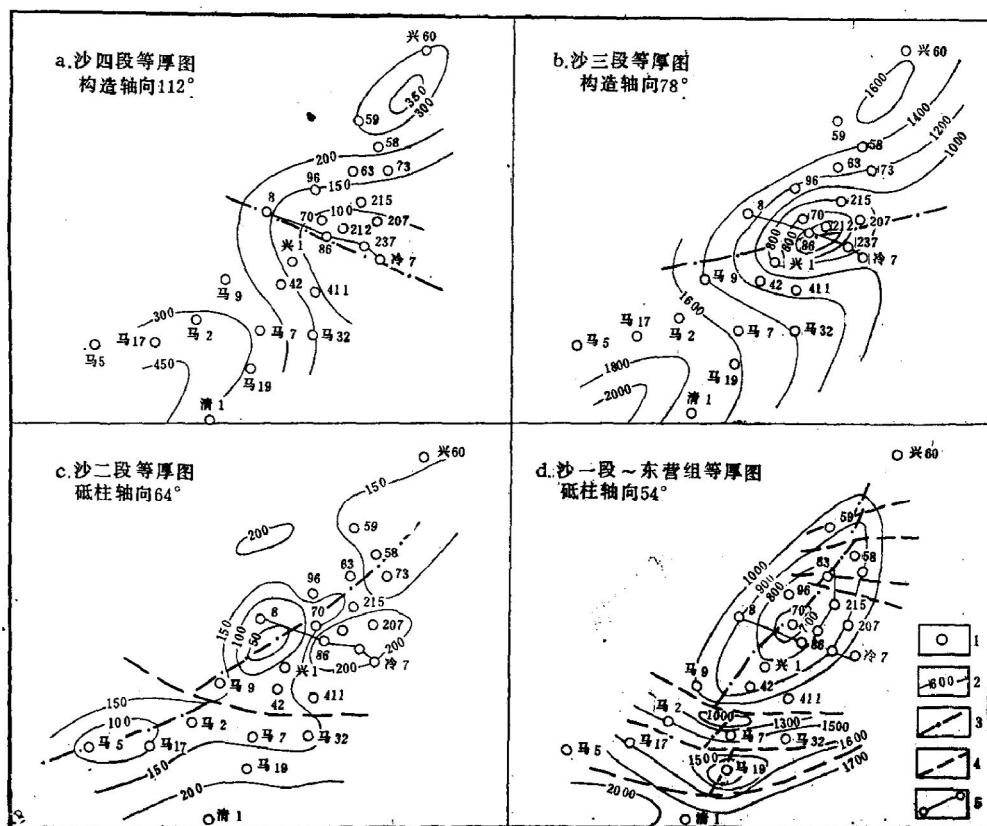


图4 兴隆台背斜构造带古构造发育图

1. 完钻井 2. 地层等厚线(米) 3. 构造轴线 4. 张扭性断层 5. 剖面位置

并在南部可看出后期被断层所错开的痕迹。

沙一时,是盆地的扩展期,沉积了一套较细的碎屑岩地层,厚200—400米,到东营组沉积前,砥柱的幅度为1200米(图5b),构造轴向为 60° 。

东营期,是盆地的萎缩消亡期,沉积了一套灰绿色粗碎屑岩地层,厚400—1200米,到馆陶组沉积前,砥柱幅度为1250米,构造轴向为 54° (图4d及图5c)。这时,背斜带已发育完整,轴线南北两端被两组近东西向断层(表2)依次错开,使之沿逆时针方向偏转,形成一反“S”形。

2. 三个向斜的发育及其位置的转移

兴隆台背斜构造带周围有陈家向斜、盘山向斜和清水向斜。从沙四时到东营末期,三个向斜的位置不断沿逆时针方向转移。从图6可看出,陈家向斜从沙二时开始出现于冷12井东侧,到东营期,向北西移至兴60井附近;盘山向斜在沙四、沙三时位于兴60井附近,到东营期,向南西移至兴隆台西侧;而清水向斜,在沙四、沙三时位于清1井西侧及西南侧,到东营期,转移到清1井以南。

到东营期末,陈家向斜下第三系的累计厚度为3400米,盘山向斜为3200米,清水向斜为5100米。

3. 两组压扭性帚状旋回层

本旋卷构造最外部是两组压扭性帚状旋回层,其中一组位于西南部的双台子背斜构造带及清水向斜中,自西而东分别为双台子背斜构造带,双东、清5及清4断裂带。与双台子断裂为代表的一组压扭性断裂(表2)相配合,组成其西南角的一组压扭性帚状旋回层。其走向从西向东由北北东转为北西向,呈向北收敛、向南撒开、向南西弯突的帚状(图3)。

双台子构造,从沙三时到东营期末,沙四顶面构造形态基本呈一走向北东、倾向南东的单斜;其中段发育两个小的鼻状隆起,南面的一个始终较大(高),其幅度有时

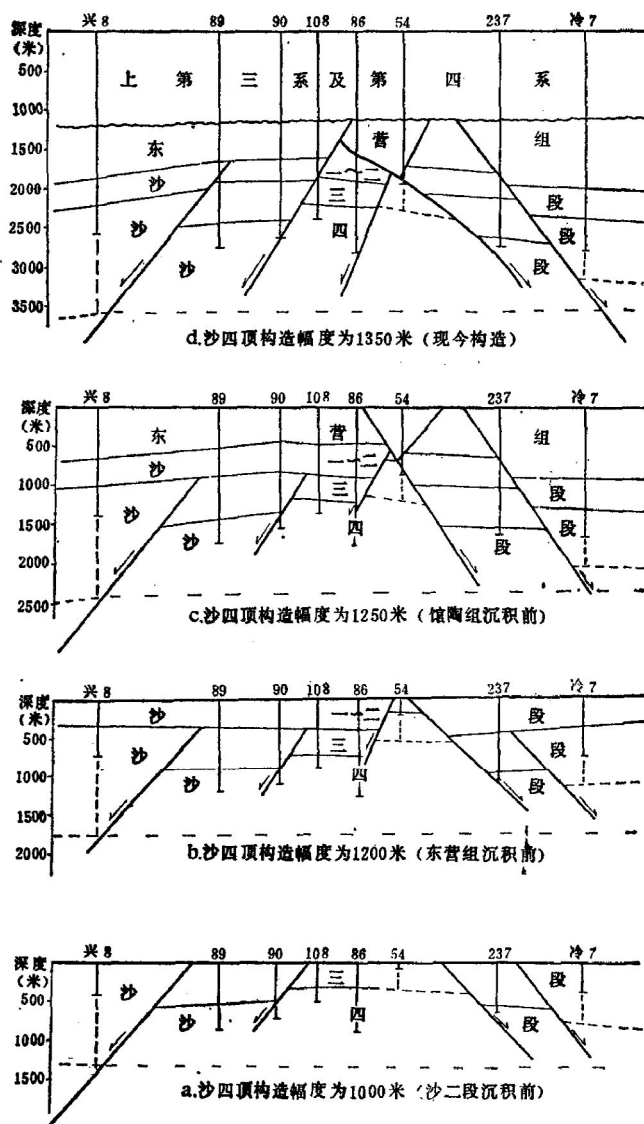


图5 兴隆台旋卷构造砥柱发育剖面(以沙四顶面为标准)

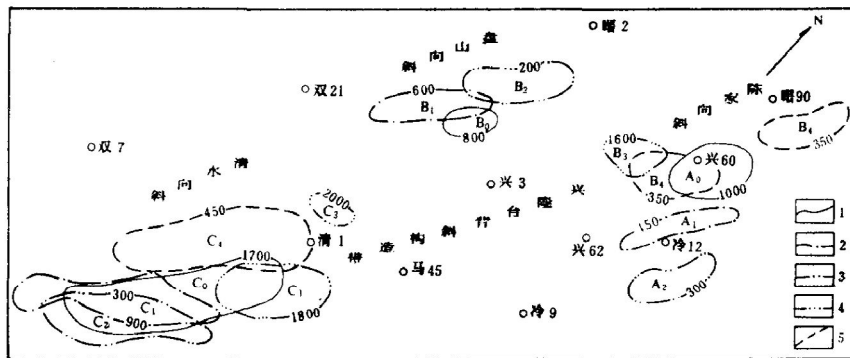


图 6 三个向斜的发育及其位置的转移

1. 东营组等厚线(米) 2. 沙一段等厚线(米) 3. 沙二段等厚线(米)

4. 沙三段等厚线(米) 5. 沙四段等厚线(米)

A_2 、 A_1 、 A_0 ：分别代表沙二、沙一、东营期陈家向斜的位置。

B₄、B₃、B₂、B₁、B₀ 分别代表沙四、沙三、沙二、沙一、东营期盘山向斜的位置。

C_4 、 C_3 、 C_2 、 C_1 、 C_0 ，分別代表沙四、沙三、沙二、沙一、东营期清水向斜的位置。

表2 主要断裂数据表

序号	断裂名称	级别	性 质	走向	倾向	长度 (公里)	倾角 (度)	断 距 (米)	发 生 时 期	生长指数	备 注
1	台安一大洼断裂	1	正向正断	北北东	北西西	95	40—80	6000	早第三纪及以前	/	郑庐断裂的北延部分
2	冷东断裂	2	" "	"	"	19	50—80	500—1200	沙二—东营期	1.4	
3	冷4断层	3	" "	"	"	27	60—80	300—1000	东营期	/	地震资料
4	冷13断层	3	" "	"	"	17	60—80	300—1000	"	/	地震资料
5	兴237断层	3	" "	"	南东东	13	60—80	150—200	沙三—东营期	/	
6	双台子断裂	2	" "	"	"	60	50—70	100—500	沙三—东营期	2.2—2.9	地震资料，北段形成较早
7	双东断层	3	" "	"	"	13	60—80	100—300	沙一—东营期	/	地震资料
8	清5断层	3	反向正断	北北西	北东东	15		300—600	东营期	/	地震资料
9	清4断层	3	" "	北西	北东	7		150—500	"	/	地震资料
10	马1断层	3	正向正断	东西	南	17	40	400—700	"	1.8	
11	马26断层	3	" "	"	"	13	45	120—200	"	1.16	
12	马63断层	3	" "	"	"	9	45	150—250	"	1.16	
13	马54断层	3	" "	近东西	"	18	45—60	80—300	"	1.13	
14	兴249断层	3	" "	"	北	4	70	60	"	/	
15	兴259断层	3	" "	"	"	4.5	70	60	"	/	
16	兴北8号断层	3	反向正断	"	南	6			"	/	地震资料
17	兴北4号断层	3	" "	"	"	8			"	/	地震资料

(沙二时)超过100米,是双台子油田油气最富集的地区(双6井区)。

双台子构造沙二顶面古构造形态为一走向北东的背斜构造,高点始终在南部(双6井区),南北高差100—300米,且从沙一时末到东营期末,高点沿逆时针偏

移。

另一组压扭性帚状旋回层位于东北部的冷东断阶带,由冷东、冷4、冷13及兴237断层(表2)分隔而成,呈向南收敛,向北撒开,向南东弯突的帚状(图3)。

二、兴隆台旋卷构造的形成机理

1. 旋卷构造是台安—大洼大断裂的派生低序次构造

本区主要断层有17条,均为正断层,其中一级1条,二级2条,三级14条(图3及表2)。

台安—大洼大断裂为一级断裂,是著名郑庐断裂^[2]的北延部分,区内全长95公里,最大断距在6000米以上,控制西部凹陷的生成。处在断层东侧(上升盘)的赵1井,几乎没有下第三系沉积(只有很少一点东营组上部地层),而处在断层西侧(下降盘)的冷4井,下第三系厚达1188米,可见该大断裂从沙四时(甚至更早)就开始活动,一直到东营期末。该大断裂的平移性,可用兴隆台背斜构造带轴向与其间的夹角的变化来说明,二者组成“入”字型构造,它的产生就是大断裂活动的结果,随着大断裂的左旋扭动,它们之间的夹角越来越小,沙四时为 70° 左右,沙三时为 38° ,沙一时减小到 20° ,到东营期只有 10° 左右。另外,兴隆台背斜构造带整体呈一反“S”形,具有压扭性背斜特征,这也可说明台安—大洼大断裂具有压扭性质。

冷东断层属于二级断层,它是兴隆台背斜构造带与冷东断阶带的分界断层,走向北北东,倾向北西西,延伸长度约19公里,断距500—1200米,活动期主要在沙二时—东营期,它是台安—大洼大断裂的伴生断层。沙二段—东营组的厚度在上升盘的冷12井为896米,而处在下降盘的冷17井则为1229米,生长指数为1.4。

双台子断层亦属二级断层,走向北北东,倾向南东东,延伸长度约60公里,活动期主要在沙一晚时到东营期末(北段形成于沙三时),生长指数为2.2—2.9。该断层为台安—大洼大断裂所派生,北段形成较早,与大断裂形成“入”字型构造(剖面上组成“Y”字形),在其向南延展发育过程中,由于旋扭力的影响,使南端沿逆时针向东偏移,呈弧形延伸。

2. 兴隆台旋卷构造的形成机理

本旋卷构造是新华夏系的一个组成部分,新华夏系成生发育的第二阶段(K-E)后期,在区域性左旋南北向直扭应力^[3,4]作用下,台安—大洼大断裂和双台子断裂相对错动,使夹在其间的岩体围绕兴隆台古潜山(砥柱)发生旋扭。旋扭从外向内传递,处在在本区最外部的两组压扭性断裂束首先被卷入,并很快发育成两组压扭性帚状旋回层;随后三个向斜也先后被卷入,其位置开始沿逆时针方向偏移。兴隆台背斜构造带本来是直扭的产物,属于新华夏“入”字型构造的成分,被旋扭卷入后,轴线开始沿逆时针扭动。到东营末期,以马1断层为代表的两组近东西向同生断层(东营期发育,生长指数为1.13—1.8)也被卷入,并在强烈的旋扭应力作用下,使其断距拉大,下切(切至沙河街组)、伸长和偏转,成为两组张扭性断裂束。将背斜带轴线两端沿逆时针方向节节平错,形成一反“S”形。

三、油气的分布特征

1. 油气的富集部位

在旋卷构造体系中，油气分布是不均衡的，处在中央部位的兴隆台油田是油气最富集的地带，而处在外旋回层的双台子油田则相对较差，它的构造面积和构造幅度分别相当前者的58%和65%，而含油面积和地质储量却只占前者的26%和16%。

2. 油气平面分布的形态特征

(1) 兴隆台油田含油面积的平面形态, 呈沿构造轴部展布的反“S”形; 历年出现过数十口高产油气井, 亦沿轴部呈反“S”形分布(图7)。

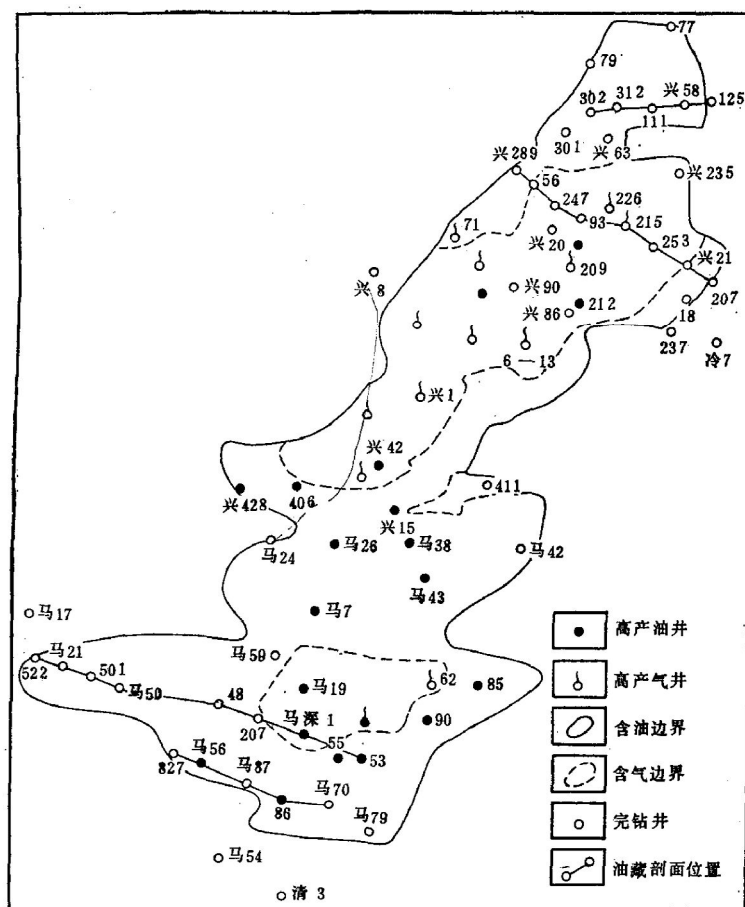


图7 兴隆台油田油气分布图
(不包括东营组)

(2) 油层溶解气的含量, 在油田南北两端沿逆时针方向增高。以沙二油层为例, 处在兴隆台油田南部马19井区东侧的马19断块与其西侧的马50断块的埋藏深度相同, 后者的地层压力更高, 但其饱和压力却异常的, 地饱压差异异常大, 原始油气比也较小, 是兴隆台油田唯一的一个低饱和油气区, 其溶解气的含量远远少于马19断块。而在油田的北部, 其溶解气的含量则是西侧高于东侧, 处在东侧的兴235井, 地饱压差为33个大

气压,原始油气比为64方/吨;而处在西侧的兴56井,地饱压差为22个大气压,原始油气比为124方/吨(表3,图7)。

(3)兴隆台油田油气、油水界面在南北两端沿逆时针方向降低。处在油田北部的兴58井区和兴20—21井区,其油气、油水界面东高西低的特点(表4、5及图8a、b),而在油田南部的马19井区和马56井区则是西部高而东部低(表6、7及图8c、d)。

表3 兴隆台油气田沙二原油高压物性对比表

断块区	原始地层压力 (大气压)	饱和压力 (大气压)	地饱压差 (大气压)	原始油气比 (方/吨)	体积系数	沙二顶深度(米)
兴58	202.7	196.5	6.2	86.4	1.2138	-2050
兴20—21	东 207	174	33	64	1.2119	-1800
	西 171	149	22	124		
兴1	235.5	213.5	22.1	62.0	1.4396	-1811
兴42	225.5	218.4	7.1	134.0	1.3428	-1900
马7	251.5	231.3	20.2	206.0	1.5503	-2200
马19井区	东 297.8	284.0	13.8	294.0	1.7430	-2600
	西 303.2	173.6	129.6	165.0	1.3358	

表4 兴58井区东西两侧油水界面对比表

断块	油水界面(米)	层位
兴312(西)	-2055	Es ₂ ⁴⁻⁵
兴58(东)	-2020	Es ₂ ⁴⁻⁵

表5 兴20—21井区由西往东油气、油水界面对比表

断块	油气界面 (米)	层位	油水界面 (米)	层位
兴289			-1975	Es ₂ ⁴
兴56	-1880	Es ₂ ⁴	-1880	Es ₂ ⁴
兴20	-1795	Es ₂ ⁵	-1810	Es ₂ ⁵
兴201	-1790	Es ₂ ⁵⁻⁶	-1810	Es ₂ ⁶
兴209	-1745	Es ₂ ⁴	-1810	Es ₂ ⁶
兴212	-1760	Es ₂ ⁴⁻⁶	-1810	Es ₂ ⁵⁻⁸
兴215	-1795	Es ₂ ⁴	-1710	Es ₂ ²
			-1810	Es ₂ ⁵
陈1	-1685	Es ₂ ³	-1735	Es ₂ ²
	-1795	Es ₂ ⁵	-1810	Es ₂ ⁵⁻⁶
兴223	-1840	Es ₂ ⁴	-1860	Es ₂ ⁴
兴21			-1840	Es ₂ ⁴

表6 马19井区由西往东油水界面对比表

断块	油水界面(米)	层位
马50	-2810	Es ₂ ¹
马59	-2810	Es ₂ ²
马19	-2730—-2740	Es ₂ ⁴
	-2760—-2780	Es ₂ ⁵
	-2740—-2750	Es ₂ ⁶
	-2790—-2805	Es ₂ ⁷
马55	-2750	Es ₂ ³⁻⁴
	-2855(马53井)	Es ₂ ⁵⁻⁶
马62	-2790—-2805	Es ₂ ⁵
	-2750—-2790	Es ₂ ⁶
	-2805—-2820(马68井)	Es ₂ ⁷
	-2850(马67井)	Es ₂ ⁵⁻⁷

表7 马56井区东西油水界面对比表

断块	油水界面(米)	层位
马56(西)	-2695	Es ₂ ²⁻⁴
马86(东)	-2785	Es ₂ ²⁻³

(4)双台子油气田的油气分布,南部比北部富集,78.74%的原油储量分布在油田南部地区(双6井区及其以南)。

3. 油气性质的平面变化特征

(1)兴隆台油田的原油性质,总的讲,自构造高点向南北两端原油比重和粘度降

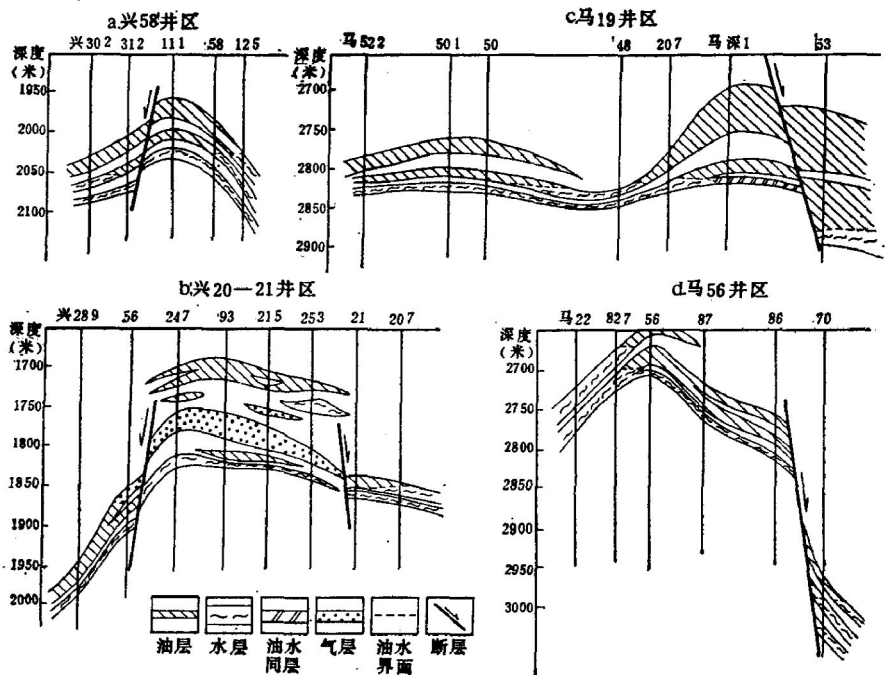


图 8 兴隆台油田南北两端油藏横剖面图
(兴隆台油层, 垂直比例尺为水平比例尺的10倍)

低, 凝固点和含蜡量增高¹⁾。仍以沙二油层为例, 构造高点处原油比重为0.9—0.92, 粘度为21—25厘泊, 含蜡量一般小于4%, 胶质沥青质为22%, 凝固点最低达-35℃以下; 而从高点向外围, 原油比重很快降为0.88—0.91, 粘度降为13—20厘泊, 含蜡4—6%, 胶质沥青质低于17%, 凝固点一般在-20℃以上。

(2) 在兴隆台油田南北两端旋回层内, 油气性质沿逆时针方向变好。在南端东部较西部好(表8), 而在北端则西部较东部好(表9)。

表 8 马19井区东(马19块)西(马50块)油气性质对比表

项 目	地 面 原 油 性 质				地 下 原 油 性 质		天 然 气 性 质	
	比 重 d_{4}^{20}	粘 度 50℃	凝 固 点 (℃)	含 蜡 量 (%)	比 重 d_{4}^{20}	粘 度 (厘泊)	比 重	甲 烷 (%)
马50	0.8657	14.83	23	10.0	0.6760	1.15	0.7879	74.13
马19	0.8296	4.3	26	8.9	0.6139	<0.5	0.6372	88.84

表 9 兴20—21井区及兴58井区东西两侧油气性质对比表

项 目	原 油 比 重 d_{4}^{20}	含 蜡 量 (%)	天 然 气 比 重	甲 烷 (%)
地 区				
东 侧	0.9113	7	0.6634	89.11
西 侧	0.8881	4	0.5807	96.95

1) 牛仲仁, 1977, 兴隆台油田地质特征及断块油田地质工作的几点体会。辽河油田勘探开发报告集(一)。

表10 双台子油气田沙二油气性质平面变化对比表

井区	井号	原油性质						天然气性质	
		比重 (d_4^{20})	粘度 (50℃)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	初馏点 (℃)	总馏出量 (%)	比重	甲烷 (%)
双六井区	双46	0.8430	3.97	19	8.08	112	58.8	0.8140	69.64
	双51	0.8123	1.93	13	3.18	55	60.4		
	双29—24	0.8383	3.59	15	7.35	89	51.3		
	双56	0.8439	4.48	22	3.63	104	43.3	0.7873	73.11
	双33—24	0.8345	3.15	18	3.73	92	45.6		
	双62	0.8302	2.65	19	5.65	73	49.8		
双7井区	双7	0.7948	—	24	5.79	85	83.3(轻油)	0.6822	81.53
	双73	0.7802	0.88	—	—	76	81.0(轻油)		
双9井区	双9	0.7410	—	—	—	59	89.0(轻油)	0.7058	82.25

(3) 双台子油田的油气性质, 总的趋势是从北往南变好(表10)。

四、油气应力驱动的初步分析

地质力学认为, 油气的分布和油气性质的平面变化是与地应力的分布及其作用方式有关的, 即在一定方式地应力作用下, 驱使油气由应力较大的部位向应力较小的部位运移和聚集, 具有一定的方向性和部位性, 这就是所谓的“应力驱动论”¹⁾。当然, 这种应力驱动论并不排斥浮力驱动, 即气、油、水按比重不同而进行分异和聚集。但是, 在这种普遍存在的按比重分异的条件下, 水平应力仍起相当重要的作用, 特别是在构造高度基本相同或构造部位基本相当的情况下, 油气的平面分布及油气性质的平面变化则主要受水平应力作用的控制。

至于水动力的影响, 可能也是存在的, 但根据目前所获得的试油资料和油田开发资料, 证明油田边水、底水不活跃, 能量较小。鉴于新生代以来, 辽河盆地及周边水系的分布与现代基本相同, 故推断在油气藏形成时期, 水动力因素对油气运移和聚集影响不大。

1. 旋扭应力控制油气的富集

兴隆台旋卷构造属于被动式压扭性旋卷构造, 旋扭应力从外围向中心传递, 驱使油气向中心部位移聚, 所以处在旋卷构造中央部位的兴隆台油田是油气最富集的部位, 而处在外旋层的双台子油田则远为逊色。两者同属背斜—断块型油藏, 地层发育齐全, 且均不乏储集层, 看来是由于所处构造位置不同, 而导致旋扭应力作用方式不同, 构造发育早晚及完善程度不同, 再加上油气由外旋层向中心(砥柱)部位富集, 故使两油田含油的贫富程度相差悬殊。

2. 旋扭应力控制含油面积的平面分布形态及油气性质的平面变化

在旋扭应力作用下, 进入圈闭的油气从应力较大的部位向应力较小的部位移聚, 油气中的轻组分比重组分反应更灵敏, 加上重力的作用, 故油气除沿反“S”形的构造轴

1) 湖北省石油地质研究大队, 1974, 新华夏系第二沉降折带构造体系特点和油气关系的研究。

部富集外, 还在构造南北两端呈现出沿逆时针方向溶解气量增加、原油性质变好以及油气、油水界面降低的特征。这是由于旋扭应力将大量油气向前方驱赶, 使前方油气的富集程度高于后方, 因而将油气、油水界面压低, 使其降低的方向与外旋方向一致。界面的这种不协调的状态, 在油气藏形成的初期是由旋扭应力维持的, 尔后则是由于“成岩圈闭”的形成¹⁾, 就将油气藏封闭(或冻结)起来, “并以顽强的韧性保持着”这种不协调的状态。成岩圈闭形成以后, 构造运动再次发生, 旋扭应力使背斜进一步歪斜, 从而加大了两翼油水界面的高差, 再加上断块区内四级断层的切割封闭, 使这种不协调的油水界面维持至今。

3. 砥柱部位的原油性质为何反比周围差

根据前人资料及其确定的生油门限值(2000米), 认为辽河盆地西部凹陷的油气运移主要有两次。第一次是在沙三时末, 形成了沙四古潜山油气藏和沙三岩性一构造油气藏。沙四古潜山由于经过很长时间的风化剥蚀, 洞缝发育, 据兴70井及兴229井的岩心观察, 发现三组裂缝互相穿插和切割, 在10厘米长的岩心中, 裂缝最多可达120条, 最宽可达2毫米, 孔洞直径最大可达1毫米。强烈的构造活动使古潜山进一步隆起, 大断层的切割使它与沙三大段暗色泥岩侧向接触, 接触面长达800—1000米, 这就为沙三段生成的油气进入潜山打通了道路。

第二次油气运移是在东营晚期, 在油田南部(兴42井区及其以南)形成沙二和沙一段原生油气藏及东营组次生油气藏; 而在油田北部则形成沙二和沙一段次生(为主)油气藏及东营组次生气藏。

从上述情况可知, 油田北部主要为次生油气藏, 沙三(也可能有沙四)油藏中的油气沿砥柱部位的放射状断裂上升, 首先到达浅层的构造高点, 然后向四周扩散。高点部位气顶气的比重为0.5831, 甲烷含量为95%; 而兴20—21井区气顶气的比重为0.5796, 甲烷含量为96%。说明油气是先充满构造高点的。那么, 高点部位的原油性质为什么反而比周围差, 含蜡量也比周围少呢?

前文说过, 以马1断层为代表的两组近东西向断层属于张扭性断层, 以扭性为主, 具有一定的封闭性(在油田开发晚期可能逐渐表现出张性来), 在旋扭应力作用下, 油气中的轻组分不断涌入两组张扭性帚状旋回层, 使得部分已进入旋回层的重组分(及水)又重新被挤了出来, 在比重分异作用下, 被水推入砥柱(水则存于边部)(图9)。在漫长的油气运移、聚集过程中, 旋扭应力始终在起作用, 其结果是旋回层中的原油组分越来越轻, 而砥柱则正好相反。同时, 由

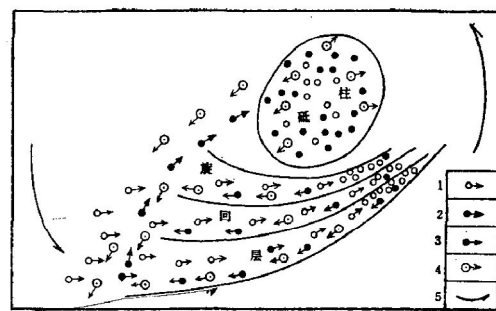


图9 旋卷构造中扭应力对原油性质的控制
(示意图)

1. 原油中较轻组分在扭应力驱动下不断涌入旋回层。
2. 原油中较重组分不断被轻组分挤出旋回层。
3. 被挤出旋回层的重组分在重力分异作用下被水推入砥柱。
4. 被挤出旋回层或砥柱的水存于边部。
5. 旋转扭应力。

1) H. H. 威尔逊, 1977, 冻结型油气藏或成岩圈闭, AAPG. 张清译, 石油勘探与开发, 1978, 第4期。

于砥柱中原油组分的不断增加,且这种后来的较重组分几经辗转后已含蜡很少,故砥柱原油中含蜡量相对降低。

4. 旋扭应力对油气生成和聚集的双重控制作用

旋扭应力不仅控制油气的聚集,而且对油气的生成也有一定的控制作用。陈家向斜、盘山向斜及清水向斜本来是新华夏直扭“多”字型构造的成分,自被旋扭卷入后,就与旋卷构造体系中的负向构造相复合,这就大大加剧了三个向斜的沉降幅度,使之成为理想的生油中心。西部凹陷之所以能成为全国最富油的凹陷之一,看来与此不无关系。

五、结 束 语

旋扭构造体系及其所属的各种构造型式在地壳中普遍存在,在含油气盆地中更是屡见不鲜,它对油气的生成、聚集及油气性质的平面变化都起着重要的控制作用,对它的深入研究,将会更加有效地指导油田的勘探与开发。

在成文期间,得到黄宪智院长和葛泰生主任地质师的指导,在此深表谢意。

(收稿日期 1982年4月3日)

主 要 参 考 文 献

- [1] 李四光, 1974, 旋卷构造. 科学出版社.
- [2] 徐嘉炜, 1980, 郯庐断裂带的平移运动及其地质意义. 国际交流地质学术论文集(一), 地质出版社.
- [3] 李四光, 1975, 地质力学概论. 科学出版社.
- [4] 陈国达, 1977, 中国大地构造概要. 地震出版社.

A TENTATIVE DISCUSSION ON THE XINGLONGTAI VOTEX STRUCTURE

Han Shuanmin

(Research Institute of Liaohe Oil Field)

Abstract

The Xinglongtai votex structure, in between the marjor Tai'an-Dawa fault and Shuangtaizi fualt, is situated slightly east of the central part of the western depression in the Liaohe basin.

The pillar of strengh of this votex structure is represented by the ancient Xinglongtai buried hill and its rock slices between two rotation surfaces comprise two parts. The first one is composed of the southern and northern extremes of the Xinglongtai anticlinal strcture, accordingly being subdivided into southern and northern sets of tenso-shearing rock slices of brush structures; the second one is composed of Shuangtaizi anticlinal structure, Lengdong stepfaulting zone and approximately parallel to them arcuate fractural zone, which can be subdivided into eastern and western sets of compresso-shearing rock slices of brush structures. The outer side of the rotation surface is shifted anticlockwise, while the inner side relatively clockwise. The coupling forces ensuing from the relative displacement of the Tai'an-Dawa fault and

Shuangtaizi fault under the influence of the N-S sinistral shearing caused the rock mass in between them to rotate around the Xinglongtai buried hill. At the same time, Chenjia, Panshan and Qinshui synclines also shifted anticlockwise.

The accumulation of the oil and gas and their changes in plan are under control of the rotary shear stress, 1) the Xinglongtai oil field, lying in the central part of the vortex structure, is tectonically the best position for oil enrichment, and the far away from it, the poorer the enrichment would be, 2) while in rotation surfaces, the dissolved gas increases, the oil-gas and oil-water interfaces lowering, the quality of oil and gas bettering, and the content of methane increasing in an anticlockwise order, 3) the nature of the crude oil contained in the pillar of strength is on the contrary worse than that in the surrounding rock slices between rotation surfaces, and 4) the rotation shear stress has controlled both the generation and accumulation of the oil and gas.

我国第一个深层砂岩油田建成投产

我国第一个深层砂岩油田—马西油田已经建成, 投产两年来一直稳产高产, 开发效果良好。油田位于北大港断裂构造带东部倾没端。在地震普查该构造带时发现构造显示, 后又用数字地震 1×1 公里测网详查, 证实是一个较完整的穹隆背斜。长4.5公里, 宽3公里。南翼倾角3至5度, 北翼倾角6至8度。最大闭合高度为130米。

马西油田早在10多年前就已开发, 当时全部油井均在浅层采油。1978年第一口4000米深探井(港深13井)在下第三系渐新统沙河街组一段发现油层。通过测试, 11毫米油咀日喷原油212吨, 气12万余立方米, 且不含水。从而打开了深层勘探的新局面。之后, 又钻5口详探井, 控制了含油面积, 并证实是一个层状构造油藏。上油组的油水界面为-3900米, 下油组油水界面为-3970米。-3970至-4002米为油水过渡带。在此认识的基础上布置生产井网, 于1981年建成投产。投产初期单井日产平均50吨。该油田有以下特点:

1. 油层厚度大, 单井最大有效厚度44.6米, 单层最大有效厚度33.4米; 油层集中分布在180至190米井段内; 主力层厚度较稳定, 连通好, 横向上容易对比。

2. 油层的原油性质好, 油气比高。原油比重小(20℃平均为0.8408); 脱气后粘度低(30℃平均6.2厘泊); 胶质加沥青含量少(平均为4.98%); 含硫量低(平均为0.054%); 含蜡量平均为12.7%; 凝固点为28.7℃。天然气为油层溶解气, 原始溶解油气比为383立方米/吨; 常规气样分析, 比重平均为0.6859, 成分以甲烷为主, 占83.5%, 重烃占14.26%。

3. 油层压力系数高, 地层温度高, 地饱压差大。根据最初两口井测得原始地层压力为57.9大气压, 油层的压力系数为1.473大气压/10米; 地温梯度4℃/100米, 油层饱和压力为39.3大气压; 地层原油粘度0.38厘泊。因此, 自喷能力强。

4. 油层物性差, 但压裂改造效果好。根据4口取心井113.33米岩心分析资料及压力恢复曲线, 求得孔隙度平均为13.3%, 空气渗透率平均为11.2千分达西。有效渗透率平均为2.6千分达西。通过大型压裂改造, 采油指数可提高5至6倍, 表示在国内首批进行的深井压裂技术取得了成功。

以上特点说明, 马西油田是低渗、低粘度、高压、原始油气比较高的深层砂岩油藏。针对这些特点, 在开发过程中采用了过油管射孔, 减少了泥浆对油层的污染; 投产初期压裂改造油层, 提高采油指数; 开发初期充分利用了弹性能量采油44万吨, 获得了较高的无水采收率; 当油层压力降到饱和压力时, 开始全面注水, 以保持油层压力。由于采取了上述开发配套工艺, 因此取得了较好的开发效果。在井网较稀的情况下, 采油速度达到2.5%, 是大港油田已开发油田中高产、稳产的油田之一。

马西深层油田的开发, 揭开了大港油田向深层找油的新局面, 现在已相继发现了一批深部含油构造, 可望陆续投入勘探开发。

(毛立言)