

苏北盆地高邮凹陷油气成藏特征研究

徐健 熊学洲

江苏石油勘探局地质科学研究院

前言

高邮凹陷是苏北盆地两个富油的凹陷之一。该区的石油勘探始于1956年,其勘探历程大致可分为3个阶段,即:普查阶段(1956~1974)、上含油气系统(E_2s 、 E_2d)勘探开发阶段(1975~1992)、下含油气系统(E_1f 、 K_2t)重点勘探阶段(1993年以后)。近几年来,在下含油气系统的斜坡带和断阶带相继有一系列重大发现,勘探工作成功地实现了由深凹向斜坡、由上含油气系统向下含油气系统的战略转移。由于对油气运聚特点及各油藏的具体分布规律还缺乏区域性的认识,因此这些发现为分析油气分布特点、研究凹陷的油气运移和聚集规律提供了较为丰富的资料。

压力封闭对含油气层位 具有重要的控制作用

压力封闭是指泥岩渗透率降低到不再发生正常压实和流体排泄时,在压实的中间阶段形成具有异常流体压力、高可塑性和高毛细管压力的压力封闭层,高邮凹陷上、下两套含油气系统中广泛存在泥岩欠压实现象,并形成压力封闭,钱基(1987)曾分析研究了苏北盆地东台拗陷(包括高邮凹陷)泥岩压实曲线的特征,提出东台拗陷所发现的油气藏多位于泥岩欠压实带内或位于其下^①。近几年来,根据高邮凹陷下含油气系统油气分布的特点,仔细分析各地区泥岩声波时差、密度、孔隙度等特征参数纵向变化的特点,提出高邮凹陷下含油气系统 E_1f 组地层中存在3种压力封闭模式,即单封式、双封式和无封式。不同的封闭模式控制不同地区的含油层系(见图1)。

油田水特征及水化学场分布规律

油田水是烃类运移、聚集、形成油气藏的动力和载

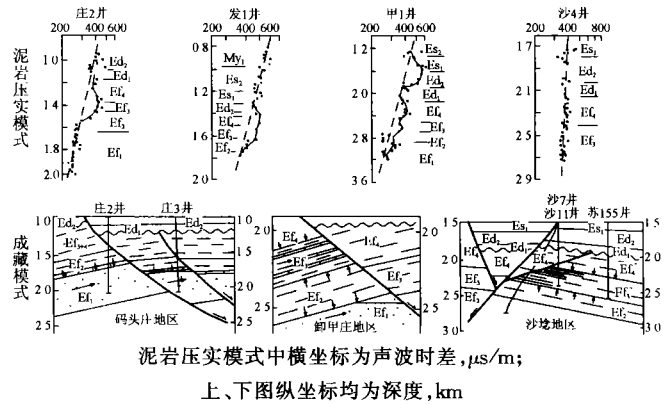


图1 高邮凹陷北斜坡泥岩压实曲线与含油气层位关系图

体,其特殊性组分是油气存在的标志,因此,分析研究凹陷内各油田水的特征及水化学场的特征对油气勘探具有重要意义。

1 油田水化学特征

高邮凹陷 E_2s 、 E_2d 及 E_1f 、 K_2t 地层中的油田水,以 $NaHCO_3$ 和 Na_2SO_4 水型居多,其次为 $CaCl_2$ 水型。地层水总矿化度变化范围大,从几千毫克/升至几万。

2 水化学场变化规律及其地质意义

由于高邮凹陷上、下两套含油气系统的沉积格局及其演化,构造格局及其演化存在较大的差别,油气聚集的特点和规律也有较大的差别,造成与之共存的地层水性变化非常复杂。

(1) 平面上的分区性

在高邮凹陷上含油气系统,其凹陷的结构为“双断式”,在深凹带及南部断阶带中, E_2s 、 E_2d 地层水特征变化趋于一致,地层水矿化度由西向东逐渐增大,水型由 $NaHCO_3$ 型变为 Na_2SO_4 型。 E_2s_1 、 E_2d_2 两套含油层系中,以永安或联盟庄东区至肖刘庄一线为界,其西部地层水矿化度一般小于 20 000mg/L,水型为 $NaHCO_3$,此线以东的地区,地层水矿化度一般大于 20 000mg/L,水型以 Na_2SO_4 型为主,至 E_2d_1 含油层系,此线东移至富民—竹墩地区。形成这种分区的原因主要有两种:一是东区 E_2s 、 E_2d 砂岩较发育,盖层条件相对较差,三级断层断距较大,活动时间长(多数断开 Ny_1),容易产

① 钱基等. 江苏下扬子地区第二次油气资源评价. 1994.

生地表水渗漏,形成弱氧化环境,使地层水表现出 Na_2SO_4 水型,但仍具有较高的矿化度(原生水特征);二是西部地区具有明显的边缘水注入,使矿化度降低,这一点与以前研究的认识相同^[1]。显然这两种因素不利于油气藏的保存,但临近生油深凹,油源充足的条件下其影响就显得微弱了。上含油气系统的北斜坡资料较少,从零星几个井点资料来看,地层水矿化度仍较高,一般大于 $10\ 000\text{mg/L}$,水型以 NaHCO_3 、 CaCl_2 型为主,反映了本区的保存条件较好,尤其是内斜坡的中、东部,是油气勘探的有利地区。下含油气系统凹陷结构为“箕状”单断结构,凹陷内具有3套储盖组合,盖层厚度较大,因此,地层水基本上保持了原生性,平面上的规律基本上随深度变化(见图2,3)。临近南部大断裂的深凹向西延至码头庄地区,地层水矿化度高,多大于 $40\ 000\text{mg/L}$,水型为 CaCl_2 型,保存条件最好,为交替停滞带。向北至柘垛低凸起南缘,向西至凹陷的边界,地层水矿化度降低,水型以 NaHCO_3 为主,为交替阻滞带,封闭条件也较好,是油气聚集的有利环带。柘垛低凸起的西端及北缘,由于地层抬起较高,三级断层断距一般较大,地层受到地表水的渗漏,保存条件变差,水型以 Na_2SO_4 型为主,本区易于形成重质稠油或残留油藏,临泽凹陷地层埋深增大,推测保存条件较好。

深越大,保存条件越好,如斜坡西部 E_1f_{2+1} 含油层系、韦5块至韦2块至庄2块,随埋深增大、地层水矿化度增大,水型由 NaHCO_3 型变为 CaCl_2 型(见图2,3)。

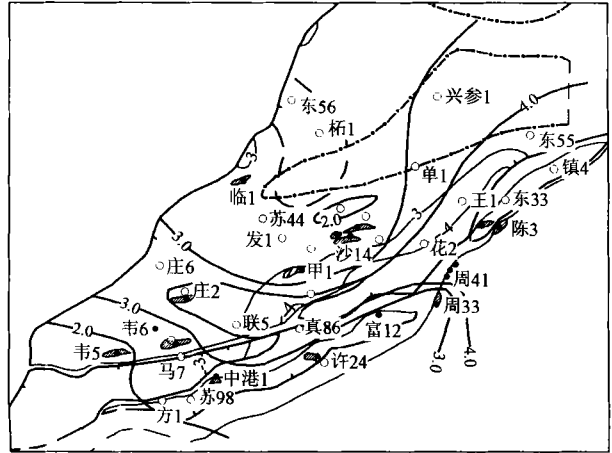


图3 高邮凹陷及其相临区下含油系统地层水矿化度变化图

油气运移特征及聚集规律

1 油气运移特征

(1) 利用地面原油物性变化判别油气运移方向

原油在地下运移过程中,随着运移距离的增加,通常原油饱和压力和气油比会降低,而原油的密度和粘度逐渐增加,因此,用饱和压力和气油比为横轴的两端、密度和粘度为纵轴的两端组成的菱形图会随着运移距离的增加,其形状发生规律性变化,而直接利用地面原油的密度、粘度平面变化图也可以反映出油气运移的方向^[2]。如高邮凹陷下含油气系统 E_1f_1 、 K_2t 油藏的保存条件一般较好,原油物性的横向变化情况(见图4)反映了油气自深凹向斜坡方向的运移。

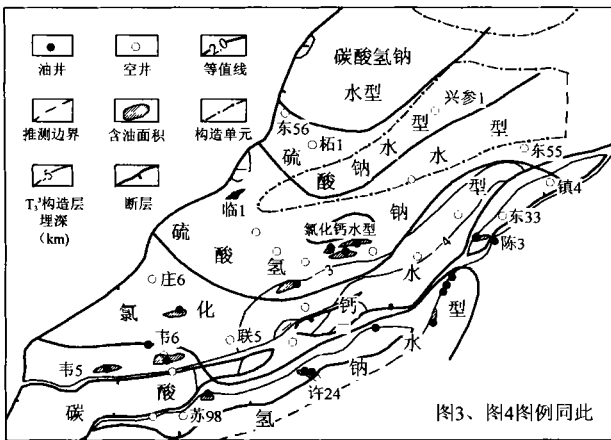


图2 高邮凹陷及其相临区下含油系统地层水水型分区图

(2) 纵向上的分带性

这种分带性无论在上含油气系统或是在下含油气系统均表现很明显,主要有两个方面:一是随地层层位变老、地层水矿化度增大、保存条件一般变好,如黄珏油田含油层系由 E_2s 至 E_2d_2 至 E_2d_1 ,地层水矿化度从 $4000\sim 9000\text{mg/L}$ 至 $9000\sim 130\ 000\text{mg/L}$ 至 $13\ 000\sim 19\ 000\text{mg/L}$,北斜坡含油层系 E_1f_3 至 E_1f_{2+1} 至 K_2t_1 地层水矿化度变化规律也相同;二是表现在同一地层,埋

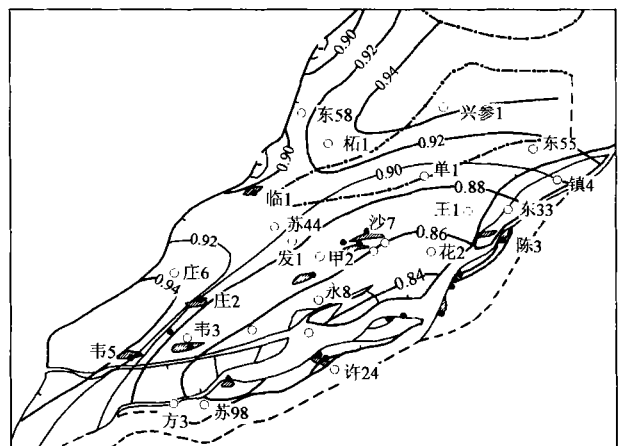


图4 高邮凹陷及其相临区下含油系统油藏原油密度平面变化图

(2)应用运移系数判断油气侧向或垂向运移的强弱、追索和确定油源方向及运移距离

油气在运移过程中,气油比随运移距离的增加逐渐降低,而残留在石油中的甲烷含量,则因运移方式的不同而变化。侧向运移时,随着运移距离的增加,气油比会逐渐降低,但因甲烷与围岩间吸附力最小,其含量会增加。而垂向运移时,因甲烷分子量最小、渗透性最强,因此,随运移距离的增加,气油比和甲烷含量均会降低。前苏联的卡西莫夫根据石油中的石油含量及气油比绘制了定量判断油气运移方式的诺模图,该方法主要应用于比较成熟的区带,根据大量资料投点于甲烷含量与气油比的相关图,确定其分布范围(见图5中AB、AC线),然后分别向CH₄为100%及坐标原点插值,得出一系列侧向、垂向运移系数经验值曲线,根据各资料点所对应的系数值即可定量判断其各向运移程度。据卡西莫夫的这种运移系数法,绘制了高邮凹陷的气油比与石油中甲烷含量关系分析的线解图,并用它判别油气运移程度和运移方式(见图5),图中反映高邮凹陷深凹带E₂s、E₂d的原油是以垂向运移为主,北斜坡沙14、沙7块E₁f₃原油和花6、永21 E₂d₁油藏也是以垂向运移为主,而斜坡西部的码头庄、韦庄E₁f₂₊₁原油则以侧向运移为主,另外从图中还可以看出,深凹带E₂d₁油藏居中,而E₂s₁油藏明显偏左下角,表明运移程度增高,北斜坡西部韦2、庄2油藏运移程度则相对较低。

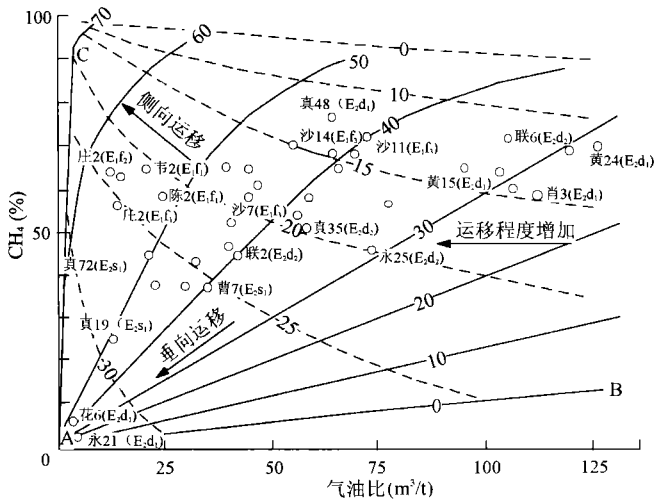


图5 高邮凹陷气油比与石油中甲烷含量关系分析线解图

2 油气聚集规律

在油气运移的主方向,以侧向运移为主形成的一系列油藏,油气聚集符合差异聚集的原理。高邮凹陷斜坡西部E₁f₂₊₁油藏反映出油气自深凹向斜坡运移,并形成差异聚集的特点。

在同一运移方向上,以垂向运移为主形成的一系列未经重新调整的油藏(或称原生气藏),油气聚集符合差异聚集,而已形成的油藏遭破坏后,油气再次聚集则遵循重力分异规律。

本文所讲垂向运移指通过断层的运移。下生上储盖组合形式的地区,油气多是通过断层纵向运移至上部的圈闭中,在同一断块的不同层系或同一层系的不同部位的油藏,其原油物性呈现两种变化趋势,一类是由下往上原油密度、粘度逐渐增大,如真武油田真11块、黄珏油田黄8块、曹庄油田北块等等(见表1)。

表1 高邮凹陷典型含油断块原油物性统计表

地区	断块名称	层段	代表井	原油密度 (g/cm ³)	原油粘度 (mPa·s)	凝固点 (°C)
真	真	E ₂ s ₁ ⁴	真78	0.8423	12.17	35
		E ₂ s ₁ ⁷	真77	0.8286	6.57	35
	11	E ₂ d ₂ ¹	真11	0.8256	5.9	35
		E ₂ d ₂ ³	真44	0.8229	8.6	39
武	块	E ₂ d ₂ ⁵	真11-1	0.8131	4.15	32
曹	北	E ₂ s ₁ ⁷	曹7	0.8227	7.25	37
		E ₂ d ₂ ¹		0.8526	20.88	41
		E ₂ d ₂ ³		0.8455	15.8	39
庄	块	E ₂ d ₂ ⁵	曹2	0.8182	5.2	37
		E ₂ d ₁	曹21	0.8109	2.22	23
黄	黄	E ₂ s ₁ ³	黄4	0.9179	130.3	26
		E ₂ s ₁ ⁷	黄31	0.8585	28.33	36
	8	E ₂ d ₂ ¹	黄26	0.8464	19.64	38
		E ₂ d ₂ ²	黄10	0.8385	11.26	34
珏	块	E ₂ d ₁ ²	黄10	0.8224	8.37	33
联	联	E ₂ d ₂	联12	0.8424	12.61	37
				0.8309	9.61	38
盟	12	E ₂ d ₁	联12	0.8248	8.52	38
				0.8218	8.10	35
庄	块	E ₂ d ₁	联12	0.8210	7.45	35
刘	陈	E ₁ f ₁	陈3-5	0.9074	81.4	13
3		K ₂ t	陈3	0.8870	38.9	31
陆	块	K ₂ c	陈3-27	0.8700	41.99	36
富	陈	E ₂ s ₁	富31	0.8114	6.32	38
18	E ₂ d ₂	富10	富33	0.8297	8.84	37
				0.8304	6.87	37
民	块	E ₂ d ₁	富35	0.8701	15.65	40
永	永9	E ₂ s ₁	永9	0.8358	7.19	34
安	块	E ₂ d ₁		0.8589	13.55	36

这类断块的封闭断层为吴堡期或三垛期一次性活动的断层,油气沿断层垂向运移过程中,轻质部分先进入下部层系的圈闭中,重质部分继续运移至上部层系的圈闭中,遵循差异聚集规律。另一类则相反,如永9块、富18块。这一类油藏的封闭断层为多期或长期活动的断层,断层活动使早期形成的油藏被破坏,油气重新分配,轻质部分自顶部逸出并在上部的圈闭中聚集成新的油藏,重质部分仍保留在原油藏中或部分逸出。

上述的这些新认识和新观点有效地指导了高邮凹陷近几年来油气勘探,经济效益十分明显。

结 语

综上所述,压力封闭对油气纵向上的分布层位具

有重大影响,不同封闭模式控制不同地区的含油层系;而研究油田水的特征及其分布规律能有效地反映油气的分布规律;利用地面原油物性变化及运移系数可以判别油气运移方向、判断侧向或垂向运移的强弱、确定运移距离。

参 考 文 献

- 1 高锡兴.中国含油气盆地油田水.北京:石油工业出版社,1994.
- 2 李明诚.石油与天然气运移.北京:石油工业出版社,1994.

第一作者简介 徐健,男,27岁,助理工程师,大学本科学历,现从事油气勘探工作。地址:江苏省扬州市,江苏油田地质科学研究院勘探一室,邮政编码 225009。

收稿日期 1999-12-13

(编辑、绘图 郭海莉)



会议消息

中国石油学会第五届石油地质专业委员会 第一次委员会议在江西省九江市召开

中国石油学会石油地质专业委员会于2000年5月10至13日在江西省九江市召开了第五届石油地质专业委员会第一次委员会议。42位来自三大国家石油公司、中国科学院、国家地震局地质所及有关高等院校的委员及委员代表出席了会议,中国石油学会秘书长钱玉怀教授出席会议并讲话。会议由中国石油学会第四届石油地质专业委员会主任翟光明院士、副主任(常务)胡见义院士主持,会议主要内容如下:

一、中国石油学会秘书长钱玉怀教授宣读了第五届中国石油学会有关“翟光明任中国石油学会第五届石油地质专业委员会主任及其他专委会任职的决议”,并转达了中国石油学会理事长邱中健院士向此次会议表示祝贺的问候。

二、中国石油学会第五届石油地质专业委员会主任翟光明院士宣读了经中国石油学会审定后的副主任、委员、秘书长名单。

三、第四届石油地质专业委员会主任翟光明院士就第四届石油地质专业委员会的工作进行了总结,并组织大家进行了讨论。

四、中国石油学会第五届石油地质专业委员会主任翟光明院士组织委员们就如何搞好第五届石油地质专业委员会的工作进行了讨论。

石油地质专业委员会是一个有其特色的学术团体,它聚集了全国石油地质界许多优秀的专家,所举办的学术会议中学术论点较新且又较联系实际。因此,举办的学术活动吸引了不少会员和广大科技人员参加,使他们受益匪浅。

(王霞 供稿)

成孔隙-裂缝型油藏。最后,根据该区盐间白云岩油气运移、成藏的机理特点,提出了有针对性的油气运、聚效率新概念,即盐间油气初次运移效率、盐间油气可流动效率和盐间油气成藏效率,并分别给出多种解决计算方案。图 1 表 2 参 2(李建国摘)

主题词 盐膏层 油气运移 机理 模式 效率
资源量 生气量

TE112.1 **20000417**

苏北盆地金湖凹陷油气二次运移动力分析[刊]/陈宪和,刘启东... //石油勘探与开发. 2000, 27(4). -76~79

金湖凹陷是苏北盆地第二大产油凹陷,但各区带油气富集程度分布不均。分析表明,油气二次运移对油气富集程度有较大影响。基于油气二次运移的驱动力为水动力和浮力两类认识,通过对凹陷油田水性质、地下古水流形式和地层流体压力系统特征分析,排除了水动力是油气二次运移的主动动力;依据油水界面张力、孔喉半径和润湿角等参数,计算了阜宁组输导层在关键时刻的毛细管阻力并与浮力相比较,得出二级构造带油气侧向二次运移的驱动临界条件,发现油相连续长度远小于含油带宽度,且临界油相长度小的地区油气较富集(反之,则较贫)。因此认为油相静浮力为本区油气二次运移的主动动力,并由此指出凹陷油气二次运移方向与有利聚集部位。图 3 表 3 参 5(陈宪和摘)

主题词 二次运移 水动力条件 毛细管现象
阻力 油相 静浮力

TE112.12 **20000418**

苏北盆地高邮凹陷油气成藏特征研究[刊]/徐健,熊学洲//石油勘探与开发. -2000, 27(4). -80~83

苏北盆地高邮凹陷近几年油气勘探的一系列重要发现,为重新认识凹陷的石油地质特征,总结油气分布特点和油气聚集规律,提供了较为丰富的信息。根据

地层压力、泥岩孔隙度及地层水资料、油源对比和已发现的油藏原油物性(包括高压物性)的纵横向变化规律,总结出不同地质环境下的油气运移方式及油气聚集的规律。通过对该区压力封闭层的分布研究得知:压力封闭层对该区油气运移起明显的控制作用,不同的压力封闭模式控制不同的油气分布类型。该地区地层水的变化规律能有效地反映地层保存条件的差异,地面原油物性变化能很好地反映油气运移的方向,运移系数可以反映油气侧向、垂向运移的程度,定量地得出主要运移方式。图 5 表 1 参 2(徐健摘)

主题词 油田水 水化学环境 油气运移 油气聚集 压力封闭层

TE112.12 **20000419**

松辽盆地南部十屋断陷天然气成藏条件定量研究[刊]/孙大明,李明诚//石油勘探与开发. -2000, 27(4). -84~86

天然气成藏条件定量研究,实际上就是运用天然气成藏的聚散动平衡理论,对天然气的生气量、运移量、散失量和聚集量进行定量的研究。天然气能否成藏,取决于天然气的聚散动平衡。当天然气聚集量大于散失量时,气藏就能形成;反之气藏就不能形成。这种动平衡关系必须是在定量研究的基础上才能体现出来。松辽盆地是我国最大的陆相含油气盆地。盆地南部天然气资源应是相当丰富,但天然气勘探目前仍未获突破,一个重要原因就是勘探思路受“背斜”论严重束缚,对天然气成藏的定量研究太薄弱。运用天然气的聚散动平衡理论,以松辽盆地南部十屋断陷为研究对象,应用新的地质模型及相应的数学模型,模拟计算了十屋断陷西部的生气量、排气量、残留量、渗流(漏)量、扩散量,得出了可能的最大聚集量。研究结果表明,该区是一个生气量很大的地区,但区域内构造高点上是一个保存条件较差的残留气田,今后应将十屋断陷勘探重点向构造翼部和深凹鞍部等相对低部位转移,开展非构造油气藏的研究与勘探。依据该研究成

Kantan Yu Kaifa 2000, 27(4), 71-75. Intersalt dolomites are both source and reservoir formations. Information shows that there are highly oil immersion body at the top of intersalt formations and multiple source shown by oil correlation that there are oils come from the bed underneath. Oil and gas accumulation are mainly controlled both by paleogeomorphology and fracturing belts. All these facts show that oil and gas migration do occur in the intersalt dolomites. An analysis shows that oil-gas pool forming in the intersalt formations is the result of actions of dynamic factors such as compaction, flotation, and capillary pressure etc, through four channel models: pore-throat in the intersalt formations, microfractures, dislocation of salt formations and combined effects of intersalt high pressure fluid piercement and intersalt faults. This means the pool forming experienced two main stages of intersalt undercompaction and intermittent high pressure microfracturing. Because intersalt reservoirs have rather low permeability, thus such migration are rather limited in scale and distance. Therefore the oil/gas reservoirs in this district have a characteristic of widely distributed oil immersion and the oil pools are not controlled by structures. The types of oil and gas pools formed are relatively simple. Mainly porous type reservoirs formed in some locally fractured belts. Finally some new ideas on oil and gas migration and accumulation are suggested according to the characteristic of oil/gas migration and accumulation efficiencies, which are primary migration efficiency of oil and gas in intersalt formations, flow efficiency of intersalt oil and gas, and pool forming efficiency of intersalt oil and gas, for them, various calculation procedures are suggested. This study gives a basis for the prediction of abundant accumulation belts and locations in the intersalt formations and the evaluation of oil and gas resources in dolomite formations. **Subject heading:** Evaporite bed, Oil and gas migration, Mechanism, Mode, Efficiency, Resource extent, Hydrocarbon generating quantity

Dynamical analysis of secondary migration of oil and gas in Jinhu sag, Subei basin. CHEN Xian-he; et al. (Geological Research Institute, Jiangsu Oil Exploration Company, Yangzhou 225009, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2000, 27(4), 76-79. Jinhu sag is the second largest oil-producing sag in Subei basin. Its hydrocarbon enrichment varies largely in different zones. By analysis it shows that secondary migration of oil and gas have great effect on hydrocarbon enrichment degree. Hydrodynamic force and buoyancy are assumed the driving force in the paper. From the

properties of oil-field water, underground paleocurrent type and analysis of fluid pressure system, it can conclude that the hydrodynamic force of the Jinhu sag is not the main action force to the secondary migration of hydrocarbon. Capillary resistance of conducting layers of Funing Formation in key time can be calculated from oil-water interfacial tension, radius of pore throat and wetting angle; et al. Compared it with buoyancy, it can derive out the critical driving condition of lateral secondary migration in second-order structure zone. It can also find out that continuous length of oil phase is far shorter than the width of petroleum zone. Shorter the critical oil length of zone, richer oil and gas it has. So, oil static buoyancy is the active force of secondary migration in the area. From this, the orientation of secondary migration and favorable accumulation part of hydrocarbon can be determined. **Subject heading:** Secondary migration, Hydrodynamic condition, Capillary phenomenon, Resistance force, Oil phase, Static buoyancy

Characteristics of oil pool formation in Gaoyou sag, Subei basin.

XU Jian; et al. (Geological Research Institute, Jiangsu Oil Exploration Company, Yangzhou 225009, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2000, 27(4), 80-83. Lots of methods can be applied to studying characteristics of oil pool-forming. The methods selected to be applied to Gaoyou sag, Subei basin are pressure seal, characteristics of oil-field water and the changes of oil properties. Pressure seal layer controls the distribution of oil and gas. Pressure seal in Gaoyou sag can be divided into three types, namely single-sealed, double-sealed and non-sealed type. Because of difference of structure and sedimentary evolution, the type and salinity of oil-field water have great differences both on plane and in vertical way. The changes of oil properties on the ground can indicate the orientation of migration. Migration coefficient, also divided into lateral and vertical ones, can also point out the orientation of migration. From the parameters listed above, the distribution characteristics and accumulation rule of oil can be forecasted effectively. **Subject heading:** Oil field water, Hydrochemical environment, Oil and gas migration, Oil and gas accumulating, Pressure seal layer

A Quantitative study on formation of gas pool in Shiwu fault depression of Songliao basin. SUN Da-ming; et al. (Research

Institute of Exploration and Development, Northeast Petroleum Bureau of CNSPC, Jilin 130062, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2000, 27(4), 84-86. The main method of quantitative