

南华北盆地黄口凹陷构造形成演化 及油气勘探前景

刘小平⁽¹⁾ 刘太成⁽²⁾ 蒋礼宏⁽²⁾ 顾芙蓉⁽²⁾

(1) 石油大学(北京) (2) 江苏石油勘探局

概述

黄口凹陷位于南华北盆地北缘,是济源—开封拗陷带的一个次级构造单元,地处豫、苏、皖、鲁四省交界处,为一近东西向展布的中、新生代断陷,下第三系分布面积约 3200km²。根据早第三纪断陷格局,自东而西可将凹陷分为黄口次凹、虞城次凸和商丘次凹 3 个次级单元^[1](见图 1)。该区在前寒武纪结晶基底之上发育了寒武系至第四系,地层层序正常,在上下古生界、中古生界、中新生界以及上下第三系之间存在 4 个区域性不整合面,缺失志留系、泥盆系、下石炭统、三叠

系、上白垩统和古新统。

70 年代以来,原地质矿产部、江苏石油勘探局、中原石油勘探局和西北大学等单位曾在凹陷内进行过地球物理勘探、少量钻探和一些研究工作。由于该区总的勘探程度低,且地质条件相当复杂,至今一直未能取得具有工业意义的突破。随着我国东部油气勘探程度的不断提高,一些条件复杂而又具有一定潜力的中小型盆地将是未来重要的勘探接替区。本文在前人研究的基础上,首次应用平衡剖面研究成果探讨该凹陷的盆地结构及演化,并将盆地模拟研究与含油气系统分析结合起来,揭示了黄口凹陷具备形成油气藏的基本石油地质条件,进而对勘探有利区进行了预测。

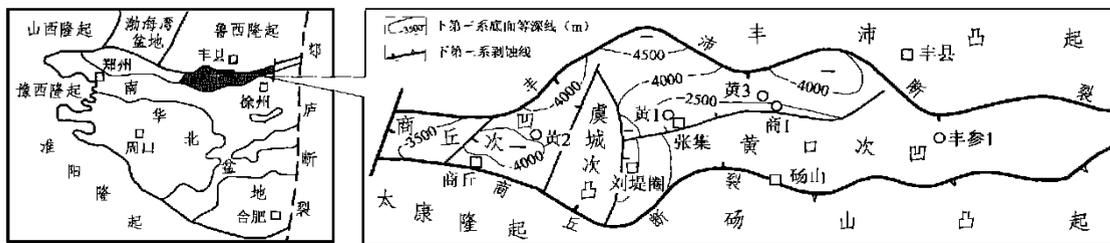


图 1 黄口凹陷构造区划图

构造形成与演化

1 盆地结构及基底

黄口凹陷为一复合叠加盆地,中、新生界是盆地的主要沉积盖层,其下具双层基底结构,即太古界—早元古界结晶基底和古生界克拉通盆地沉积(见图 2)。前古生代地层经过多次复杂的褶皱作用、变质作用和混合岩化作用,成为变质很深、混合岩化普遍的各种片麻岩、角闪岩和石英岩等,从而构成盆地的结晶基底^[2]。寒武系到中奥陶统为海相碳酸盐岩沉积,中奥陶世末的加里东运动,结束了本区乃至整个华北地台的早古生代沉积,开始了长达 130Ma 的风化侵蚀过程,上奥陶统到下石炭统缺失。中石炭统到二叠系为海陆过渡相

含煤岩系。二叠纪末,古秦岭海槽从东向西逐渐关闭,华北地台南缘由大陆边缘转化为陆内碰撞构造带,本区整体上升,结束了克拉通盆地沉积演化的历史,从此华北地区进入陆相湖盆演化时期。三叠纪黄口地区处于隆升状态,缺失三叠系(见图 2a)。

2 凹陷形成与演化

燕山期和喜山期,华北南部地区进入大陆裂谷发展阶段^[3],黄口凹陷先后经历了挤压拗陷期、剪切拉张初始裂陷期、抬升剥蚀期、剪切拉张裂陷扩张期、裂陷消亡期和区域沉降期等 6 个演化时期。

(1) 挤压拗陷期(J-K₁)

燕山早中期,受郯庐断裂左行剪切挤压平移运动与秦岭大别山构造活动带近南北向挤压运动的联合作用,华北地区区域应力为北西—南东向水平挤压(赵重

远, 1991), 在此构造背景下, 侏罗纪到早白垩世在黄口—鱼台—济宁一带形成北东东向拗陷^[4]即济宁拗陷, 沉积了汶南组($J_{1-2}w$)和分水岭组(J_3-K_1f) (见图2b)。此时丰沛断层尚未形成, 沉积拗陷越过现今断裂所在处而向北延伸。分水岭组沉积时, 济宁拗陷是一个北浅南深、面积约30000km²的不对称大型湖盆。

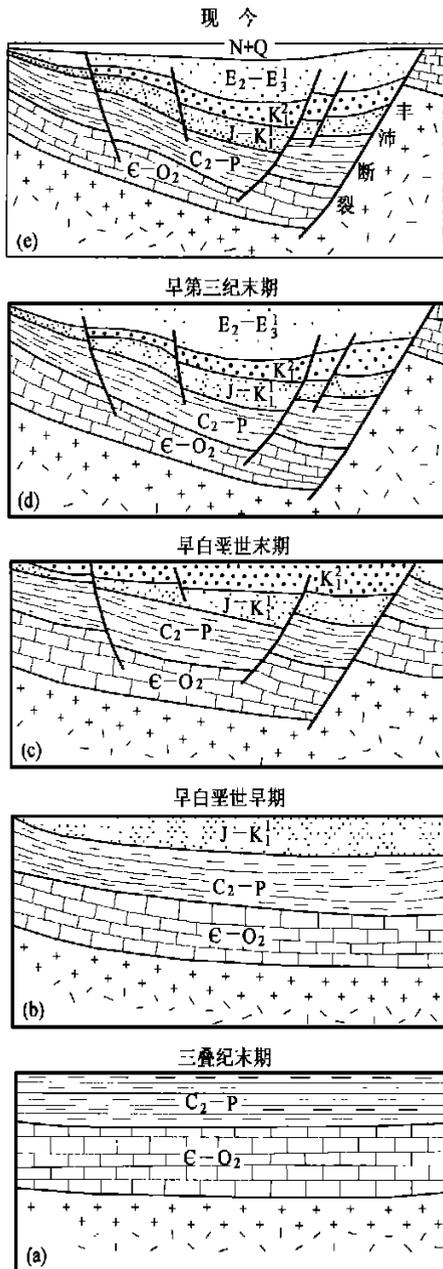


图2 黄口凹陷构造形成演化示意图

(2) 剪切拉张初始裂陷期(K_1^2)

燕山中晚期, 郟庐断裂及与之平行的兰聊等断裂作右旋剪切拉张平移运动(徐嘉炜, 1981; 万天丰, 1995), 与此同时, 南华北北西西及近东西向断裂作左旋剪切拉张平移运动(赵重远, 1991), 本区由挤压环境转入剪切拉张构造环境, 济宁拗陷解体, 丰沛、商丘等

断裂开始产生, 并在其下降盘沉积了青山组(K_1^2q), 黄口凹陷初具雏形。

青山组明显受丰沛断裂控制, 在断裂下降盘堆积了厚达2500m的粗碎屑沉积物, 并向南斜坡很快减薄尖灭(见图2c)。由于构造应力场发生变化, 造成块断差异活动增强, 断裂开始活动, 并伴有岩浆的侵入与喷发。丰参1井青山组为一套紫红色砂砾岩、泥岩夹黑色玄武岩, 地层总厚度为155m, 其中玄武岩厚53.5m。

(3) 抬升剥蚀期(K_2-E_1)

晚白垩世至古新世, 黄口及周缘地区处于隆升状态而未接受沉积, 青山组及其以前地层遭受不同程度剥蚀, 凹陷东部较西部剥蚀厚度大。东部青山组残留厚度较薄, 一般为数百米, 中西部保存较好, 最厚可逾2000m。下第三系与下伏地层呈不整合接触(见图2d)。

(4) 剪切拉张裂陷扩张期($E_2-E_3^1$)

古新世晚期, 黄口地区再次进入剪切拉张构造环境, 丰沛断裂进一步发育, 并与仪封、封丘断裂组合成一条北西西向剪切拉张平移大断裂, 构成南华北盆地与鲁西隆起、内黄隆起和渤海湾盆地的边界。块断差异活动进一步增强, 黄口凹陷的裂陷扩张达到高潮, 在丰沛、商丘等边界断裂下降盘接受了巨厚的官庄组(E_{2g})、汶口组(E_{2w})和宋庄组(E_{3s})沉积, 各地层最大厚度均逾2000m。此时凹陷的构造格局基本形成: 西部为双断地堑型, 东部呈单断箕状结构, 中部为次凸。

(5) 裂陷消亡期(E_3^2)

渐新世中晚期, 由于喜山早幕运动影响, 本区地壳全面隆起, 黄口凹陷开始萎缩, 未接受沉积, 缺失渐新世中晚期沉积(相当于渤海湾盆地的沙一段和东营组), 且宋庄组顶部受到严重剥蚀, 据计算和综合研究, 商1井和丰参1井处的剥蚀厚度分别为600m和730m^[1]。渐新世末, 裂陷发展阶段基本结束。

(6) 区域拗陷期(Q+N)

晚第三纪至第四纪, 由于青藏高原的急剧上升和日本海的同时拉开, 从东西两个方向同时对我国东部地区形成挤压作用(王定一, 1991), 华北广大地区由断陷转入拗陷发育阶段, 分割裂陷局面得到统一, 接受了上第三系和第四系河流—冲积平原相沉积, 从而构成今日的平原景观(见图2e)。黄口凹陷西部沉积厚度达1000m, 东部一般为200~300m。

含油气系统

黄口地区油气显示活跃, 附近煤矿中多处发生瓦

斯泄露,地表也曾见气苗。据丰县科委 1976 年至 1983 年统计,丰沛断裂带附近 42 口机井和 4 口手压井发现了可燃气体,以 CH_4 为主,含量大于 80%。钻探中也见到不同程度的油气显示,如商 1 并于 3714.5m ($\text{J}_3\text{-K}_1\text{f}$) 泥岩裂缝中见固体沥青,打开裂缝,油味甚浓;黄 1 井 2690.32 ~ 2697.08m (K_1^2q) 井段发现 3.9m 油浸砂岩^[1]。这些显示证实了含油气系统的存在。

1 含油气系统基本要素

含油气系统各要素的时空配置关系见图 3。

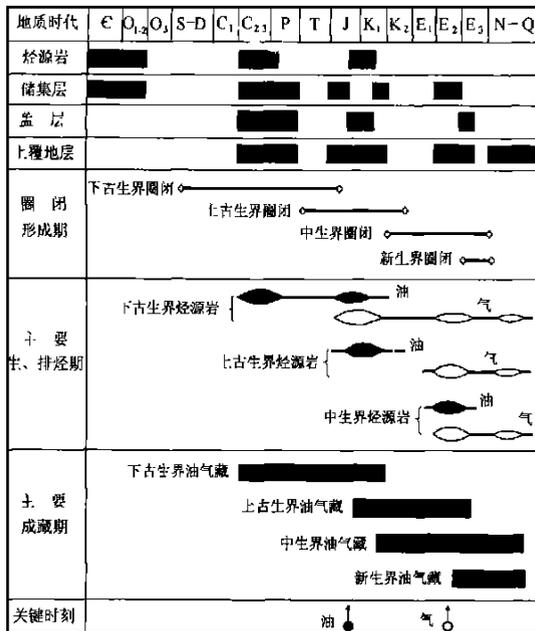


图 3 黄口凹陷含油气系统要素图

黄口凹陷主要发育 3 套成熟烃源岩,自下而上是:下古生界寒武系—中奥陶统开阔台地相及局限台地相沉积的灰岩、泥灰岩^[5];上古生界中石炭统一上二叠统海陆过渡相沉积的煤系地层,其烃源岩包括暗色泥岩、炭质泥岩、煤岩及灰岩;中生界上侏罗统一下白垩统分水岭组湖相暗色泥岩。

下第三系汶口组 (E_{2w})、官庄组 (E_{2g}) 和中生界青山组 (K_1^2q) 砂岩储集物性较好,是本区的主要储集层。而分水岭组 ($\text{J}_3\text{-K}_1\text{f}$) 下部砂岩、汶南组 (J_{1-2w}) 砂岩和上古生界石炭—二叠系砂岩储集物性较差。另外,鲁西南区域资料表明下古生界碳酸盐岩也是可能的储集层,尤其是下古生界顶部奥陶系古风化壳分布范围广阔,遍及华北全区,应是本区值得重视的储集层。

本区盖层条件良好,丰参 1 井石炭—二叠系煤系泥岩、分水岭组和宋庄组湖相泥岩厚度大,且全区分布稳定,是良好的区域性盖层。另外,汶南组河流相泥岩、青山组黑色玄武岩、汶口组和官庄组河流相泥岩可作

为区域性盖层。

2 圈闭形成与生、排烃史匹配关系

自古生代以来,本区经历了加里东、海西、印支、燕山和喜山等多期构造运动,形成了以背斜、断块为主要类型的各种构造圈闭,在不整合面上下及斜坡部位还形成了地层不整合遮挡圈闭、岩性圈闭等。

下古生界圈闭形成期早,于加里东末—海西期 (S-P) 开始形成,印支末—燕山早期 ($\text{T}_3\text{-J}_2$) 是其主要形成期;上古生界圈闭主要形成于印支—燕山期 (T-K_2);中生界圈闭主要形成于燕山末期—喜山早期 ($\text{K}_2\text{-E}_3$);新生界圈闭则主要形成于喜山早期 (E_3)。

应用 BASIMIS 盆地模拟软件对黄口凹陷烃源岩生、排烃史进行的分析模拟结果 (见图 4) 表明:

① 寒武系—奥陶系烃源岩主要生、排油期为中石炭世—早白垩世,主要生、排气期为三叠纪末—第四纪,下古生界主要圈闭形成期略早于主要生、排油期或与主要生、排油期同步,圈闭期与生、排油期配置关系较佳,有利于古生界原生气藏的形成。上古生界至新生界的圈闭主要形成期与主要生、排气期配置关系较好,有利于天然气藏的形成。

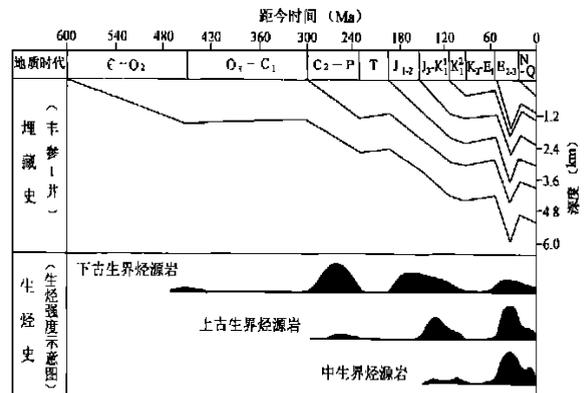


图 4 黄口凹陷埋藏史-生烃史图

② 石炭—二叠系烃源岩主要生、排油期为晚侏罗世—古新世,主要生、排气期为渐新世末—第四纪,下古生界、上古生界圈闭主要形成期均早于主要生、排油期或与生、排油期同步,油气藏形成条件好,中、新生界圈闭主要形成期晚于主要生、排油期而与主要生、排油期匹配较好,可形成一定规模的天然气藏。

③ 分水岭组烃源岩主要生、排油期为始新世—渐新世,主要生、排气期为始新世—第四纪,中生界圈闭形成期早于主要生、排油期或与其同步,油气藏形成条件好,新生界圈闭主要形成期稍晚于主要生、排油期而与主要生、排油期匹配良好,有利于形成天然气藏。

3 保存条件分析

本区经历多期构造运动改造,油气藏后期保存条

件(盖层、断层活动性和地层水动力条件)是决定其能否富集油气的至关重要因素。

(1) 盖层条件

对于下古生界油气藏而言,上古生界煤系地层是其区域性封盖层,煤系地层缺失区水动力条件强,对油气保存不利,勘探目标应集中于煤系地层覆盖区,虞城次凸的煤系地层较薄或缺失,不利于下古生界油气成藏;三叠系、侏罗系—白垩系、下第三系的存在是上古生界油气成藏的必要条件,上第三系直接覆盖于上古生界之上的地区,对油气的保存不利,虞城次凸的中生界和下第三系地层厚度较薄或缺失,也不利于上古生界油气成藏;对于中生界和下第三系油气藏来说,宋庄组与上覆上第三系及第四系地层厚度较大的地区,有利于油气藏的保存,如商丘次凹及黄口次凹西部。

(2) 断层活动性的影响

断层一方面是油气运移、散失的通道,另一方面又可以作为封堵层面。封与通主要取决于活动时间和强度。丰沛断层、八里堂断层、于贤集断层等大断层在中、晚燕山期(K₁—K₂)和喜山早期(E₁—E₃),活动强度大,成为油运移的有利通道,但同时也造成部分先期形成的油气藏的改造和破坏。晚第三纪和第四纪这些断层的活动强度减小或不活动,成为封堵层面。

(3) 地层水动力条件

中、新生代深拗陷区地层水活动弱,而隆起、斜坡高部位或大断裂附近地层水活动强,常与上部大气淋滤水相通,不利于油气保存。丰参1井井深3450.5~3723.0m(层位为C-P)地层测试表明,地层水矿化度低,总矿化度仅为5.40g/L,氯离子含量为0.87g/L,水型为NaHCO₃,说明地层水活动性较强,上古生界保存条件差。其原因一是丰参1井靠近丰沛断层,此断层在长期活动过程中沟通了上、下部水动力系统;二是丰参1井位于黄口次凹东部,中、晚燕山期和喜山早期强烈的构造运动使其大幅度抬升隆起。

含油气远景

黄口凹陷具备形成油气藏的基本石油地质条件。分水岭组湖相暗色泥岩、石炭—二叠系煤系泥岩及煤岩是两套主要烃源岩,生烃量大,前者以生油为主,后者主要生气,盆地模拟法计算油气资源量近亿吨。在勘探层系上应首选物性较好、埋深较浅的官庄组、汶口组和青山组为主要目的层。在平面上以黄口凹陷中西部为有利勘探区。

预测古生界油气藏有利区位于商丘次凹道口集向

斜带和黄口次凹后黄楼向斜带,该区石炭—二叠系厚度大,烃源岩发育(最厚可逾900m),上覆中生界厚层泥质岩,油气保存条件好,但主要目的层系(古生界)埋深大(一般超过5000m),储集层不发育,勘探难度大、成本高、风险也大。虞城次凸两侧地区及黄口次凹敬安单斜带处于构造抬升部位,是油气运移的有利指向区,构造及地层圈闭也较发育,目的层系埋藏较浅,储集条件较好,是古生界油气勘探的现实地区。中、新生界油气藏有利分布区为黄口次凹宋楼以西及商丘次凹道口集向斜带,该区是中生代的沉降、沉积中心之一,分水岭组烃源岩厚度可达900m,上第三系—第四系上覆岩系厚度较大(900~1100m)且分布稳定,有利于下伏烃源岩成烃,且保存条件较好,中、新生界内部构造圈闭也比较发育。

结 论

黄口凹陷是一个具有前古生代和古生代双层基底的中、新生代断陷盆地,其形成演化先后经历了剪切挤压、剪切拉张等多期构造应力作用,最终形成现今的复合叠加盆地结构。石炭—二叠系煤系地层和上侏罗统—下白垩统湖相泥岩等两套主力烃源岩的存在为该区含油气系统的形成提供了丰富的物质基础。由于经历了加里东、海西、印支、燕山和喜山等多期构造运动,油气藏的后期保存条件至关重要。总体上看,凹陷中西部地区是油气勘探的有利地区。

该文完成过程中曾得到江苏石油勘探局夏建慧高级工程师的指导,在此深表感谢。

参 考 文 献

- 1 梁志刚,任战利等.黄口凹陷中生代生油层地球化学特征及油气远景.石油勘探与开发,1996,23(1):12~16.
- 2 周兴熙.南华北盆地构造演化与天然气资源.见:中国含油气区特征.北京:石油工业出版社,1989.139~151.
- 3 张功成,吕锡敏等.南华北中、新生代盆地构造及其石油地质意义.断块油气田,1998,5(6):1~9.
- 4 王定一,汤锡元等.开封拗陷构造特征、形成演化与油气远景.石油学报,1994,15(2):39~47.
- 5 韩宇春,黄晓梅.华北南部地区古生界构造演化及其油气远景.海相油气地质,1997,2(3):11~15.

第一作者简介 刘小平,男,29岁,江苏石油勘探局地质科学研究院工程师,石油大学(北京)在读博士研究生,现从事油气资源勘探理论、方法和技术研究。地址:北京市昌平区水库路,石油大学地球科学系油藏研究所,邮政编码102249。

收稿日期 1999-12-28

(编辑、绘图 梁大新)

石油勘探与开发·中文摘要

第 27 卷 第 5 期 出版日期 2000 年 10 月 23 日

·地质勘探·

TE112 **20000501**
渤海湾盆地北部奥陶系潜山油气藏成藏组合及勘探技术 [刊] / 吴永平, 杨池银. . . // 石油勘探与开发. -2000, 27(5). -1~4

渤海湾盆地大港和华北探区近年连续在千米桥等奥陶系潜山获得重要勘探突破, 表明以奥陶系为主的潜山仍是有潜力的勘探领域。根据已发现潜山油气藏的成藏条件, 划分出 5 类成藏组合: 潜山埋藏型, 构造反转型, 顺层溶蚀-运移型, 晚期成岩(侵蚀)型, 古生古储型。在原有潜山勘探理论的基础上提出: 燕山末期至早第三纪的构造反转对潜山发育和油气成藏具有重要的作用; 奥陶系碳酸盐岩的溶蚀具有多种途径和形式; 逆冲构造体系是形成下古生界原生油气藏和煤成油气藏的最有利构造样式。取得潜山勘探成果的关键因素是: 采用以叠前深度偏移为主的地震处理技术精确落实潜山圈闭; 有针对性选准研究工作思路, 进行包括 10 项研究内容的多学科地质综合研究, 正确建立奥陶系潜山油气藏成因模式; 形成以欠平衡为要点的十大钻井工艺技术系列。图 5 参 12(于志海摘)

主题词 黄骅拗陷 冀中拗陷 奥陶纪 碳酸盐岩 古潜山 油气藏形成 类型 组合 勘探 技术

TE122.11 **20000502**
苏南 SK1 井钻探结果对下扬子区油气勘探的启示 [刊] / 吴向阳, 曾海东. . . // 石油勘探与开发. -2000, 27(5). -5~7

下扬子苏南地区对中生界、古生界的油气勘探已进行了四十多年, 在地质认识和地震勘探方法等方面取得了一些进展, 但一直未能取得发现油气藏的实质性突破, 致使勘探仍停留在早期阶段。从 SK1 井钻探

的基本情况入手, 分析钻探结果与钻前地质认识的差别, 得到以下启示: ①苏南地区关键的石油地质问题是圈闭和油气藏的保存问题。②中生界、古生界的上、下构造不协调, 只要下古生界的区域性有效盖层存在, 即使浅层强烈变形, 深层仍可能保存古油气藏。③下古生界的勘探区带评价的关键性指标首先是存在有效盖层, 然后考虑张性断层对局部封盖条件的破坏作用。④对于中生界、上古生界的勘探, 有效的成熟烃源岩分布和生烃强度分布可能是基本问题。图 3 参 3(王孝陵摘)

主题词 江苏 海相 中生代 古生代 地层探井 钻井 结果 下扬子地区 油气藏保存条件

TE111.2 **20000503**
南华北盆地黄口凹陷构造形成演化及油气勘探前景 [刊] / 刘小平, 刘太成. . . // 石油勘探与开发. -2000, 27(5). -8~11

黄口凹陷是南华北盆地的油气远景区之一。平衡剖面研究成果表明其具有复合叠加盆地结构, 太古界一早元古界结晶基底和古生界克拉通盆地沉积构成盆地的双层基底, 中、新生界是盆地的主要沉积盖层。凹陷的形成与演化大致经历了 6 个时期: 挤压拗陷期($J-K_1^1$)、剪切拉张初始裂陷期(K_2^2)、抬升剥蚀期(K_2-E_1)、剪切拉张裂陷扩张期($E_2-E_3^1$)、裂陷消亡期(E_3^2)和区域拗陷期(Q+N)。在构造研究的基础上, 运用 BASIMIS 盆地模拟研究成果, 综合分析凹陷的含油气系统, 认为成熟烃源岩主要是石炭-二叠系煤系泥岩和上侏罗统一白垩统湖相泥岩, 下古生界(寒武系-中奥陶统)海相碳酸盐岩也是潜在的烃源岩; 青山组和下第三系砂岩是主要储集层; 盖层条件较好。油气生运聚期与圈闭形成期匹配良好, 有利于原生油气藏的形成。由于该区经历了加里东期、海西期、印支期、燕山

期和喜山期等多期构造运动, 油气藏的后期保存条件是决定油气能否富集的至关重要因素。预测凹陷中西部是油气勘探的有利地区。图 4 参 5(刘小平摘)

主题词 盆地演化 构造演化 油气远景 含油气系统 油气远景 华北南部盆地 黄口凹陷

TE112.3

20000504

焉耆盆地油气藏特征与成藏模式[刊]/陈文学, 李永林... //石油勘探与开发.-2000, 27(5).-12~15

焉耆盆地是我国西部众多中生代小型含煤盆地之一。1993年开始进行规模性勘探, 先后探明了宝浪油气田和本布图油田。该盆地油气藏圈闭成因类型主要为与逆断层有关的背斜、断背斜油气藏; 油气具有典型煤成烃特征, 油气藏流体相态类型丰富, 气油比高, 流体性质好; 油气藏几何类型以层状边水为主; 油气聚集层位主要为侏罗系三工河组, 油气层分布集中, 单井油气层厚度大, 埋深适中; 侏罗系储集层主要为低孔低渗的孔隙型碎屑岩; 压力系数较高, 产能中等; 单储系数低, 储量丰度中等。通过烃源岩生排烃史、圈闭发育史和成藏史分析, 研究了油气藏的形成机理, 探讨了成藏模式。图 3 参 7(陈文学摘)

主题词 焉耆 含煤盆地 油气区 含油气层系 油气藏形成 机理 模式

TE112.1

20000505

南堡凹陷油气运移特征及成藏动力学系统划分[刊]/谭丽娟, 田世澄 //石油勘探与开发.-2000, 27(5).-16~18

详细分析南堡凹陷油气运聚特征, 划分出下第三系的成藏动力学系统。研究区油气初次运移的排烃门限较深, 处于成油门限之下的第一个高异常孔隙流体压力值骤减的深度即为本区油气大量初次运移的主排烃门限。对于二次运移, 油源和正向构造带展布控制了油气侧向运移的区域指向; 断裂活动和生储盖组合控制了油气的垂向运移和纵向分布; 供油断层的活动性与烃源层主排烃期的配合, 是控制油气在各正向构造带富集程度的重要因素。根据孔隙流体压力分布和油气运移聚集特征, 该区纵向上可划分出 3 个成藏动

力学系统: 下部自源高压原生封闭一半封闭成藏动力学系统、中部自源—它源高压—常压半封闭—封闭成藏动力学系统、上部它源常压次生开放型成藏动力学系统。图 1 表 2 参 6(谭丽娟摘)

主题词 油气运移 油气藏形成 动力学 渤海湾盆地 南堡凹陷

TE112.3

20000506

试析歧北凹陷异常压力在深层油气藏成藏过程中的控制作用[刊]/张立新, 李军... //石油勘探与开发.-2000, 27(5).-19~21

歧北凹陷深层普遍存在异常压力, 压力系数为 1.2~1.6, 纵向上分布有 4 套幅度不等的高幅泥岩欠压实带(超压带)形成压力封隔层, 即 $E_d + E_{s1}^F$ 、 E_{s1}^M 、 E_{s2} 、 E_{s3} 等 4 套泥岩超压层。凹陷沉降初期产生异常高压的主要原因是盆地的快速沉降与巨厚泥岩沉积相配置; 东营组沉积末期至明化镇组沉积时期, 沙一中段地层异常压力则主要与烃类生成、黏土矿物转化有关。该凹陷深层油气资源丰富, 油气藏均具有高压封闭特点。异常压力在深层油气藏的形成过程中起着极其重要的作用: ①异常压力改善了深部砂体的储集性能; ②上覆超压异常带对下伏油气具有良好的封闭保存作用; ③异常压力为油气运聚提供了动力。在歧北凹陷寻找超压油藏, 纵向上应注重沙一下段和沙三段, 平面上应注重斜坡带和深凹部位。图 3 表 1 参 2(张立新摘)

主题词 歧北凹陷 深层 异常压力 油气藏形成 储集层特征 油气运移

TE112.115

20000507

热压模拟实验的动力学研究及意义[刊]/夏新宇, 张文正 //石油勘探与开发.-2000, 27(5).-22~26

建立了有机质成烃恒温热压模拟实验的总包一级反应、连串一级反应和平行一级反应化学动力学模型, 标定出烃源岩的化学动力学参数: 干酪根成气的表观活化能为 48.8~114.3 kJ/mol, 视频率因子为 $1.91 \times 10^2 \sim 4.99 \times 10^2 \text{ s}^{-1}$ (总包一级反应), 油成气的表观活化能为 50.9~120.7 kJ/mol (连串一级反应), 这些动力

SHIYOU KANTAN YU KAIFA

(PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT)

Vol. 27 No. 5 Oct. 2000

ABSTRACT

Ordovician buried hill reservoir plays and exploration technique of northern Bohai Bay basin. WU Yong-ping; et al. (Dagang Oil Field (Group) Company, CNPC, Tianjin 300280, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2000, 27(5), 1-4. In recent years a series of new important discoveries have been made in Ordovician buried hill of Qianmiqiao, Wumaying, and other places of Dagang and Huabei in Bohai Bay basin, which shows that Ordovician buried hills have the great potential for oil and gas exploration. According to present buried hill reservoir plays, a total of five different types of reservoir play can be identified: buried hill, structural reversal, bedding corrosion-migration, late diagenesis and the one that generated and accumulated in the Paleozoic. Based on origin theory of buried hill exploration, a series of new viewpoints are put forward in this paper, such as the structural reversal of Mesozoic and Cenozoic plays an important role in the formation of buried hill oil and gas reservoir plays; corrosion of Ordovician carbonate reservoir displays in different ways and forms and thrust structure system is the most favorable structure mode formation of primary oil/gas reservoir of Paleozoic and coal-formed oil/gas reservoir. The key factors to the success of the buried hill exploration could be summarized as following: to precisely prove buried hill trap by means of seismic processing technique characterized by pre-stack depth migration; to correctly select studying thinking, namely performing comprehensive geology study including 10 kinds of contents; to establish origin modes of Ordovician buried hill reservoir plays and to form 10 technical series including under-balanced drilling. **Subject heading:** Huanghua depression, Jizhong depression, Ordovician, Carbonate rock, Buried hill, Reservoir formation, Type, Pattern, Exploration,

Technique

Prospective enlightenment obtained from the drilling result of SK1 in Sunan area of lower Yangtze. WU Xiang-yang; et al. (Geophysical Research Institute of Jiangsu Petroleum Exploration Bureau, Jiangsu 210046, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2000, 27(5), 5-7. In the past 40 years, some progress has been made in geological knowledge and seismic prospecting method in Sunan area of lower Yangtze, however, the oil deposits have not been found yet. As a result, the prospecting work still stays in early period. According to the drilling circumstance of SK1, the authors analyze the differences between the drilling result and the geological knowledge before drilling, and gain following enlightenment: (1) Existence of trap and the preservation of oil deposits in Sunan area are the key factors. (2) The high and low structure disharmony exists between the Mesozoic and the Palaeozoic, as long as the regional cap rock of early Palaeozoic exists, the deep formation probably preserves oil deposits, even if the shallow formation was strongly deformed. (3) The existence of effective cap rock is the key index of performing play evaluation on Palaeozoic prospecting, then to consider that tensional fault destroyed the cap rock in limited region. (4) Distribution of effective mature hydrocarbon source rock and the ability of generation hydrocarbon are the most essential issues. **Subject heading:** Jiangsu, Marine facies, Mesozoic era, Palaeozoic era, Formation, Exploratory well, Drilling, Result, Xiayangzi area, Reservoir preservation condition

The structure evolution and hydrocarbon potential in Huangkou sag southern North China basin. LIU Xiao-ping; et al.

(University of Petroleum, Beijing 102249, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2000, 27(5), 8-11. Huangkou sag is one of the region with hydrocarbon potential in southern North China basin. The study of balanced cross section indicates that its structure has the characteristics of a composite superposition basin. Its double basements are Archeozoic and Lower Proterozoic crystalline basement and Paleozoic cratonic basin sedimentary rocks. The infill of the sag mainly includes Mesozoic and Cenozoic systems. The process of the sag formation and evolution can be divided into six stages approximately: compressive depression (K_1), shear-extensional initial rifting (K_2), uplift denudation (K_2-E_1), shear-extensional rift expansion (E_2-E_3), rift ending (E_3) and regional depression ($Q+N$). Based on the structure study, the petroleum system in the sag has been analyzed synthetically with the BASIMIS. The major mature source rocks are Carboniferous-Permian coal-measure mudstone and Upper Jurassic-Lower Cretaceous lacustrine facies mudstone. Lower Paleozoic marine carbonate is also the potential source rocks. Qingshan Formation and Lower Eocene sandstones are the main reservoir rocks. The sag also has good cap rocks. The time of the hydrocarbon generation-migration-accumulation matched perfectly with the formation periods of the traps which contributed to the formation of the primary hydrocarbon reservoir. Since the sag had experienced Caledonian, Hercynian, Indosinian, Yanshan and Himalayan movements, the later preservation conditions of the reservoirs are the critical factor to determine the hydrocarbon enrichment. It is forecasted that the central west part of the sag is a favorable area for oil and gas exploration. **Subject heading:** Basin evolution, Tectonic evolution, Hydrocarbon potential, Petroleum system, Huabeinanbu basin, Huangkou sag

Characteristics and pool-forming pattern of oil and gas reservoirs in Yanqi basin. Chen Wen-xue, et al. (Research Institute of Henan Petroleum Exploration and Development, Henan 473132, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2000, 27(5), 12-15. Yanqi basin is one of the small coal-bearing Mesozoic and Cenozoic basins in western China where two oil-gas fields with four oil-bearing blocks have been found successively. Study revealed that the genetic types mainly are anticline related to reverse fault and

faulted anticline oil and gas reservoirs; they have typical characteristics of coal-derived hydrocarbon and fluid phase types are rich; gas-oil ratio is high and fluid properties are good; pool geometric types mainly are layered edge water; oil and gas accumulation horizons largely are the Sangonghe Formation of Jurassic with centralized distribution, large single layer thickness and moderate buried depth; the Jurassic reservoirs mainly are pore-type elastic rocks with low porosity and low permeability; formation pressure coefficient is high and productivity is moderate; unit reserve factor is low and reserve abundance is moderate. The pool-forming mechanism and pattern are studied through analyzing hydrocarbon generation and expulsion history, trap development history and pool-forming history. **Subject heading:** Yanqi, Coal basin, Oil and gas region, Hydrocarbon-bearing series, Reservoir formation, Mechanism, Mode

Characteristics of hydrocarbon migration and kinetic system classification of pool-forming in Nanpu sag. TAN Li-juan, et al. (University of Petroleum, Shandong 257062, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2000, 27(5), 16-18. Characteristics of hydrocarbon migration and accumulation in Nanpu sag are analyzed in detail and kinetic system of pool-forming in Lower Tertiary are classified. Threshold depth of hydrocarbon expulsion for primary migration in this study area is rather deep, which is at place where the 1st abnormal pore fluid pressure is lowered below the threshold of hydrocarbon generation and just at the main hydrocarbon expulsion threshold for the migration of large amount of hydrocarbons generated in this area. In secondary migration, oil source and distribution of positive structural belt controlled the regional direction of lateral migration, while faulting and source-reservoir-seal combination controlled vertical migration and longitudinal distribution of hydrocarbon. The activity of oil supplying fault coordinating with the period of main hydrocarbon expulsion period is an important factor controlling the enrichment of hydrocarbon in all three positive structural belts. Based on the characteristics of hydrocarbon migration of accumulation and distribution of pore fluid pressure, 3 kinetic systems for pool-forming can be vertically classified in this region: ① self-source, high pressure, closed-semi closed pool-forming kinetic system in the lower part; ② self-source to other source, higher pressure to