

鄂尔多斯盆地中部 古风化壳气藏成藏条件研究

马振芳* 陈安宁 王 景

(长庆石油勘探局勘探开发研究院)

马振芳等. 鄂尔多斯盆地中部古风化壳气藏成藏条件研究. 天然气工业, 1998; 18(1): 9~ 13

摘 要 鄂尔多斯盆地中部奥陶系古风化壳气藏有其特定的成藏组合。上、下古生界两套烃源岩提供了丰富的混源气, 其上古生界烃源岩提供的气源较下古生界丰富; 含膏云坪沉积微相带是本区有利储集体的发育区带, 古岩溶斜坡区是有效溶蚀孔洞的主要分布区带, 二者在空间上的吻合, 形成了大面积稳定展布的溶蚀孔洞储集体, 为气藏的形成准备了主要的储集空间; 直接盖层石炭系本溪组和间接盖层上古生界发育的多套封盖层的合理配置, 是形成奥陶系古风化壳气藏较理想生储盖组合的充分条件; 古侵蚀沟槽与成岩作用致密带组成区域性大型古地貌—岩性圈闭; 大型古潜台是天然气运聚的有利区带, 它控制了气藏的形态和分布范围。

主题词 鄂尔多斯盆地 中部 风化壳 天然气 气藏形成 气藏描述 长庆气田

“八五”期间, 长庆石油勘探局在鄂尔多斯盆地中部地区探明了我国目前最大的气田——长庆气田, 步入了世界大气田的行列。该气田属较复杂的

碳酸盐岩隐蔽性气田, 产层为奥陶系古风化壳马五₁亚段溶蚀孔洞白云岩, 非构造圈闭、非单一气源、非高能环境沉积的非均质性储层是奥陶系古风化壳气

封闭条件好, 储层发育, 因而是油气聚集的有利场所。崖 24-1-1、崖 24-1-2 井在该区内陵水组砂岩中见到了良好的油气显示。iv₂ 低势区为 iv 级有利区块, 应作为今后油气勘探的重点区块。

3) iv₃ 低势区: 该区位于中央凹陷, 崖 35-1 构造正位于其中。对于该区而言, 烃源条件、盖层条件及储层条件都相当不错, 因而油气很有希望在其中聚集成藏。iv₃ 低势区为 iv 级有利区块, 也应该作为今后油气勘探的重点区块。

4) ㉔ 低势区: 该低势区紧邻崖南凹陷, 为油气运移的指向。该低势区烃源比较丰富, 如果有良好的圈闭存在, 油气就有可能在其中聚集成油气藏。㉔ 低势区为 ㉔ 级有利区块。

5) ㉕ 低势区: 该区位于 1 号断裂带中部, 为区域性低势区, 为油气运移的指向。该区离生烃凹陷

中心较远, 且断裂活动较强烈, 对油气的保存不利, 故油气在其中聚集成油气藏的可能性相对小些。

㉕ 低势区为 ㉕ 级有利区块。

6) ㉖ 低势区: 该区位于 1/2 号断裂带, 为区域性低势区, 为油气运移的指向。该区离生烃凹陷中心较远, 且断裂较发育, 不利于油气的保存, 油气在其中聚集成藏的可能性也相对小些。㉖ 低势区为 ㉖ 级有利区块。

参 考 文 献

- 1 何家雄等. 莺歌海盆地泥底辟特征及天然气勘探方向. 石油勘探与开发, 1994; 21 (5)
- 2 张博全等. 压实在油气勘探中的实用. 湖北武汉: 中国地质大学出版社, 1992

〔 审稿人 教授级高级工程师 徐和笙
收稿日期 1997-03-04 编辑 居维清 〕

* 马振芳, 1947 年生, 高级工程师; 1985 年毕业于江汉石油学院地质系, 曾获得总公司科技进步奖 2 项, 局级科技进步奖 7 项, 发表学术论文 7 篇, 现从事油气地质勘探综合研究工作。地址: (745101) 甘肃庆阳县。电话: (029) 3592818。

藏的基本特点, 该气藏是多种成藏要素特殊组合的结果。

两套烃源岩提供了丰富的混源气

1. 上古生界烃源岩

上古生界石炭、二叠系在盆地中东部为海陆过渡相沉积, 有两个沉积中心, 一个在乌审旗一带, 另一个在榆林—延安—吴旗地区, 为一套含煤碎屑岩及生屑灰岩。煤层厚度 10~20 m, 暗色泥岩厚 100~210 m, 生屑灰岩厚 20~35 m。各类烃源岩的有机质丰度见表 1。从表中可以看出上古生界煤系属于好—较好烃源岩。

上古生界煤和泥岩干酪根属腐植型, 仅灰岩和部分泥岩的有机质为腐泥—腐植型, $R_o = 1.43\% \sim 2.7\%$, 表明有机质处于高成熟湿气—过成熟干气阶段。盆地中部地区至今累计生烃强度达 $24 \times 10^8 \sim 40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

表 1 上古生界烃源岩有机质丰度表

层位	有机碳 (%)	沥青“A” (%)	烃含量 (mg/L)	烃/有机碳
P _{1s}	65.2/1.37	0.820 4/0.037 8	2 853/136.1	0.37/0.94
C _{3t}	62.9/2.05	1.250 5/0.096 4	3 607/353.9	0.47/1.64
C _{2b}	72.5/2.07	1.284 7/0.073 8	3 988/381.9	0.47/1.65

注: 煤/泥岩; 数据为平均值。

2. 下古生界烃源岩

下古生界烃源岩主要是奥陶系马家沟组碳酸盐岩, 也有两个沉积中心。一个在盆地西南缘呈“L”形分布; 另一个在榆林—靖边—志丹地区, 其沉积厚度 500~900 m, 烃源岩厚 406~649 m, 平均厚度 475 m。其残余有机碳含量在 0.18%~0.28% 之间, 而所夹云质泥岩有机质更丰富, 一般为 0.25%~0.4%, 个别高达 0.71%。氯仿沥青“A”为 0.007%~0.02%, 平均烃含量为 34.1~37.8 μL/L, 属于较好烃源岩。有机质类型为腐泥型, 个别为混合型。 $R_o 2.31\% \sim 2.86\%$, 处于过成熟干气阶段。盆地中部累计生烃强度达 $15 \times 10^8 \sim 25 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 充分说明两套烃源岩具备丰富的气源基础。

3. 多生烃中心的叠合区控制气藏分布

研究表明, 盆地中部石炭、二叠系煤系两个生烃中心(图 1)的累计生烃强度均达 $25 \times 10^8 \sim 40 \times$

$10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 是持续沉降、埋藏较深的生烃凹陷。烃类保存条件良好。

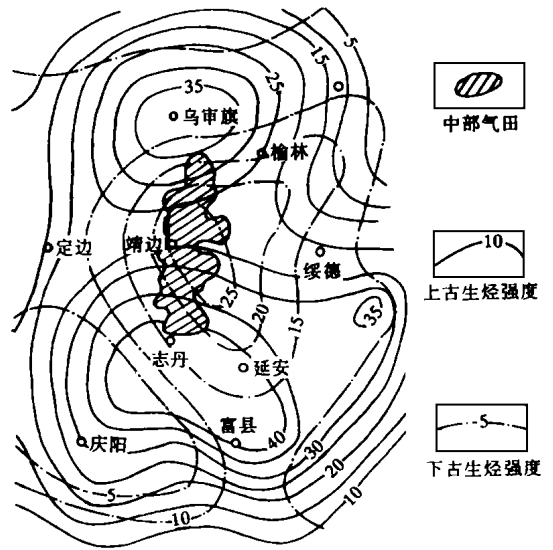


图 1 鄂尔多斯盆地古生界烃源岩生烃强度图

奥陶系碳酸盐岩烃源岩榆林—靖边—延安生烃中心, 分布面积约 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$, 生烃强度达 $15 \times 10^8 \sim 25 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 是长庆气田重要的气源区。勘探实践表明, 长庆气田目前已探明含气范围的分布, 正好在上、下古生界生烃中心叠合区中, 即三个生烃中心的叠合区控制了气田的分布。

此外, 从上、下古生界烃源岩与井口天然气地化特征的研究也证实, 古风化壳气藏天然气来自上、下古生界两套烃源岩, 属于混源气。天然气烷烃稳定碳同位素分析表明, 煤系烃源岩生成煤型气, 碳酸盐烃源岩生成油型气。奥陶系古风化壳上部气层组(马五₁气藏为主)天然气主要为混源气(据 30 个井层分析: 混合气占 71.0%, 油型气占 16.1%, 煤型气占 12.9%), 下部气层组(马五₄气藏为主)天然气主要为油型气(油型气占 73.4%, 混合气占 21%, 煤型气占 5.3%), 而上古生界天然气则以煤型气为主(煤型气占 76.9%, 混合气占 23.1%), 这种天然气类型纵向上的差异也进一步证明了奥陶系古风化壳的天然气为上、下古生界烃源岩提供的混源气。从全盆地整个古生界的地质勘探成果看, 上古生界烃源的贡献比下古生界要大一些。究竟各占多大比例, 有待进一步研究。

含膏云坪与古岩溶斜坡区的叠合 形成大面积展布的溶蚀孔洞储集体

1. 含膏云坪微相奠定了有利储集岩稳定分布的基础

钻探表明,早奥陶世马家沟晚期(马五₄—马五₁)盆地中部乌审旗—靖边—志丹一带处在中央古隆起与米脂—绥德膏盐湖之间,为广阔的蒸发潮坪沉积,潮坪呈南北向延伸,大体与中央古隆起平行,蒸发潮坪以潮间云坪—潮上含膏云坪及藻云坪—潮上泥坪为主要微相序列,表现为向上水体变浅的演化特征。其中潮上含膏云坪、藻泥云坪微相是中部地区蒸发潮坪相主体带。该微相带十分宽阔,东西宽60~70 km,南北长210 km,展布面积近15 000 km²。沉积了一套灰色泥—细粉晶准同生白云岩夹泥质云岩及薄层凝灰岩。泥—细粉晶白云岩普遍含石膏结核、石膏砂(砾)屑及石盐晶体等易溶矿物,为溶蚀孔洞型白云岩储集空间的形成创造了先决条件。细—粗粉晶白云岩质纯较粗,是发育晶间溶孔、晶间孔型储集空间的基本岩石组合。上述两类储集岩构成古风化壳气藏的主要储集体。

由于地壳振荡的不均衡性,在纵向上造成了频繁交替的微相韵律递变,使奥陶系风化壳储层具有多层、薄层的结构特征。

2. 古岩溶斜坡是溶蚀孔洞形成的有利区带

由于加里东期的风化剥蚀,在盆地中东部形成区域性的奥陶系古风化壳和东倾的准平原化的岩溶古地貌。古风化壳自西向东厚度逐渐增大(40~103.5 m),奥陶系顶部层位逐渐变新(马五₄亚段—马六段)。岩溶古地貌自西向东由定边—庆阳岩溶高地、靖边—志丹岩溶斜坡、榆林—延长岩溶盆地等三个单元组成。靖边—志丹岩溶斜坡处在岩溶高地和岩溶盆地之间,平缓而宽阔。区内发育溶丘、溶坪及溶洼等次级正、负向地貌单元。因斜坡带岩溶水排泄畅通,溶蚀作用强烈,易于形成孔洞及溶缝,且孔隙充填程度较低,从而形成了良好的储集空间和较厚的风化淋滤带。盆地东部为岩溶汇水区,沉淀充填作用较强,储集空间受到一定的破坏,以至成为岩性致密的油气遮挡带。

岩溶斜坡区溶蚀孔洞白云岩储层是多期岩溶作用叠加的结果。它经历了早生期岩溶、加里东抬升期岩溶、浅埋藏和深藏期岩溶等四个阶段的成岩溶蚀改造。

早生期地壳回返振荡,碳酸盐岩沉积物出露

地表,受大气淡水淋滤或混合水作用,白云岩中易溶矿物被选择性溶蚀,形成膏模孔、针孔、晶间溶孔等孔隙。其重要标志是:孔隙严格受层面控制,呈薄层状大面积稳定展布,区域对比性强,亦即“层间岩溶”。但因暴露时间短,淡水供给有限,未能形成大的溶蚀孔洞体系。

加里东抬升期,大气淡水和含SO₄²⁻等岩溶水以垂直扩散渗滤和水平潜流及深部绕流三种方式,沿先期的孔隙及风化裂隙等溶蚀扩大,形成斑状溶蚀孔洞、晶间溶孔、角砾间孔及溶缝等储集空间,加之膏溶碎裂坍塌,形成溶斑云岩中的网状微裂缝。此期岩溶时间长,渗流和潜流带的溶蚀交替叠加,造成了大面积多层发育的裂缝—溶孔(洞)型储集体。它是本区古风化壳储层形成的最重要时期。

浅埋藏期(海西旋回期),上覆煤系地层压释酸性水沿侵蚀面及裂缝下渗溶蚀,产生新的次生孔隙。但方解石等的充填作用明显增加。

深埋藏期(印支旋回及其后),有机质成熟脱羟基产生酸性水,对原有孔洞缝进一步溶蚀改造,同时方解石、硬石膏等充填交代,使孔缝破坏最终形成现今以溶蚀孔洞为主要储集空间、以微裂缝为渗滤通道的储集体。

所以岩溶斜坡带既有利于溶蚀孔洞的产生,又利于溶蚀孔洞的保存,它是有效岩溶的理想场所。

以上研究表明:含膏云坪微相是本区奥陶系古风化壳有利储集体的发育区带,它是岩溶储层形成的前提;古岩溶斜坡是有效溶蚀孔洞的主要分布区带,它是岩溶储层形成的主要条件。有趣的是,二者都呈近南北向展布,并且分布范围基本一致,二者在空间上的吻合,形成了大面积稳定展布的溶蚀孔洞储集体,为气藏的形成准备了必要的储集空间。勘探实践也证实了这一特点。在乌审旗—靖边—志丹一带,是含膏云坪微相与古岩溶斜坡叠合的主体带。该带储层相对厚度大,物性好,天然气钻遇率高,单井产量高,是长庆气田所在区。而该带的东西两侧,储层变差,天然气富集程度明显变低。

两套主要盖层合理配置 形成古风化壳最佳生储盖组合

1. 直接盖层

奥陶系古风化壳气藏的直接盖层是石炭系本溪组的铝土质泥岩、铝土岩及暗色泥岩。渗透率 $1.45 \times 10^{-7} \sim 8.3 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,突破压力大于5 MPa,按盖层评价标准属好的封盖层。因此它是奥陶系古风

化壳气藏良好的直接盖层。

2. 间接盖层

上古生界发育多套封盖层,其中上石盒子组泥岩是上下古生界多套生储盖组合的区域性封盖层。该组湖相泥岩在盆地广泛分布,单层厚度 5~20 m,累计厚度 100~140 m,具有自西向东厚度增大封盖能力增强的特点,渗透率一般为 $1.0 \times 10^{-7} \sim 1.0 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,突破压力 1.5~6.0 MPa,宏观封盖指数达 50~70,属于中等一较好,局部为好一极好盖层。该组泥岩普遍存在高压异常,具有两种封闭作用,故有更强的封闭效果,它复盖了全盆地的古生界储层,成为盆地古生界含气系统的大型区域盖层。

3. 生储盖组合

纵观本区古生代沉积剖面,由于多期性的沉积—构造演化,在古生界形成了多套生储盖组合,从而发育多套含气单元。

奥陶系马家沟组有两套生储盖组合:一是以马五₄₋₁₀亚段泥晶灰岩、云岩、云质泥岩为烃源岩,马五₄¹层溶斑云岩为储层,马五₃亚段致密云岩、泥质云岩夹石膏岩为封盖层的下部生储盖组合,即下部含气单元;二是以马五₂₋₃亚段云质泥岩、泥晶云岩及上古煤系为烃源岩,马五₁₋₂亚段溶蚀孔洞白云岩为储层,本溪组底部铝土质泥岩为盖层的上部生储盖组合,即古风化壳生储盖组合。需要指出的是,这两套生储盖组合之间,由于晚期裂缝的沟通,打破了完全独立的封盖系统。天然气主要集中在物性较好的古风化壳生储盖组合,该组合烃源丰富,储集性能良好,封盖性强,具有自生自储和上生下储的双重组合特点,是本区古生界最佳生储组合,因而是长庆气田的主要勘探目的层系。

石炭—二叠系在纵向上存在上、中、下三套生储盖组合,亦即三个含气单元。本溪组—山₂段为下部组合,该套地层煤系发育,为动力烃源岩层;山₁段—盒₇段为中部组合;盒₅₊₆段—上石盒子组为上部组合。目前已在下部和中部生储盖组合中获得工业气流,是提高长庆气田储量丰度的重要接替层系。

古侵蚀沟槽与岩性致密带组成 区域性大型古地貌—岩性复合圈闭

由于奥陶系顶部经历了风化剥蚀和古岩溶作用,形成了大型的古潜台、古潜沟和古潜坑。在长约 300 km 的横山—靖边—杏河古潜台东侧,分布着大体等间距的北东和南东方向的古潜沟。在沟槽中缺失主力产层马五₁亚段,马五₂、马五₃亚段也不同意

度地受到侵蚀。古沟槽内被石炭系铝土质泥岩和暗色泥岩充填,构成了“上倾方向”的地层遮挡。奥陶系顶部白云岩在成岩作用过程中,孔隙的充填作用是导致致密带形成的决定因素。它不仅与成岩环境(岩溶地貌)有关,而且与沉积序列的岩石结构组合有关。在气田东侧,因位于古岩溶洼地,先期形成的溶蚀孔洞缝常被方解石、石膏等沉淀矿物充填堵塞,使孔洞储集层物性变差,构成了东部区域性大型岩性致密遮挡带。如气田东部的鱼 1—陕 171—陕 114 井一线存在一个马五₁₋₂亚段岩性致密带。白云岩孔隙度多为 1.0%~1.5%,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。溶孔不发育,且已被方解石、泥质全充填。这一区域性的岩性圈闭对马五₁气藏的形成具有重大作用(图 2)。

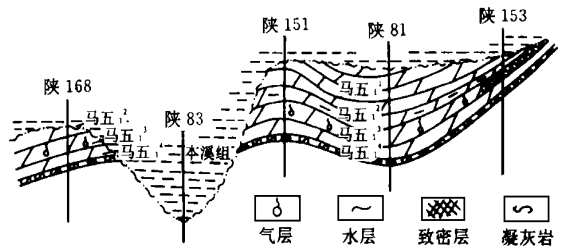


图 2 古地貌—岩性复合圈闭

这种大型的古地貌—岩性复合圈闭,位于西倾大单斜的上倾方向,呈南北向展布,长约 200 km。它的形成是聚集大量天然气的重要条件,是大气田形成的关键因素之一。

大型古潜台是天然气运聚的有利区带

前已述及,加里东抬升风化期,在盆地中部地区奥陶系顶部形成了靖边—杏河大型古潜台和众多的古潜沟。古潜台是生烃、储集、盖层、圈闭、运聚和保存等成藏条件的配套发育区带,它控制着天然气的运移和聚集。

古潜台的东侧(亦即上倾方向)发育大型古地貌—岩性复合圈闭。该圈闭规模大,形成早,在天然气排烃、运聚及气藏形成、调整、定型等发育过程中,始终是良好的有效圈闭。

印支旋回末,本区奥陶系和石炭—二叠系已进入深埋藏成岩作用阶段(埋深大于 3 000 m),古潜台周缘侵蚀沟槽内的泥质充填物已成为致密岩类,古潜台东侧先期岩溶充填带变得更加致密,从而使大型古地貌—岩性圈闭基本定型。与此同时,奥陶系

论四川盆地天然气勘探接替区块

黄 籍 中*

(四川石油管理局地质勘探开发研究院)

黄籍中. 论四川盆地天然气勘探接替区块. 天然气工业, 1998; 18(1): 13~17

摘 要 目前, 四川盆地内已完成钻井数千口, 发现气田近百个, 年产气量超过 80 亿立方米。在分析天然气勘探现状的基础上, 对该盆地内的天然气勘探接替区块进行了综合论证。提出主要烃源体系展布、古构造发展及断裂发育是接替区块必备的三个条件。据此, 对该盆地内 J_1 、 T_3 、 P_2 、 P_1 、 S_1 、 C_1 六套烃源层所制约构建的 9 组自源型、异源型烃源体系进行了讨论。将“稳定东部、开拓西部”, “稳定中层、开拓浅深”作为盆地中近期勘探原则。将川西、川东北、川南及川东西南段等区域内的特定区块列为四川盆地天然气勘探战略接替区块。

主题词 四川盆地 天然气 勘探区 后备储量 勘探方针

迄今为止, 四川盆地内已先后钻井数千口, 发现气田近百个、气藏数百个, 1996 年年产气量达 $80.4 \times 10^8 \text{ m}^3$, 约占全国产量的一半, 但探明储量和控制储量还不及聚烃量、资源量的 10%。

四川盆地内的天然气田, 特别是大中型气田(储量超过 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$) 主要分布在川东区块: C_2 (储) /

S_1 (源) 为主; 川南区块: T_1 (储) / P (源)、 P (储) / P (源) 为主; 川西南区块: T_1 (储) / P (源)、 P (储) / P (源)、 C_1 (源) / Z_2 (储) 为主; 川中区块: T_2 (储) / P (源) 为主; 川西区块: J (储) / T_3 (源)、 T_3 (储) / T_3 (源) 为主。现已证实, 川东、川南、川西南为气区, 川中为油气区, 川西亦为气区。

烃源岩进入生烃峰值期(R_o 为 1.0%~1.2%), 石炭一二叠系烃源岩在中部地区刚进入生烃门限。

燕山旋回期, 上、下古生界烃源岩有机质进入成熟—过成熟阶段, 达到生烃和排烃峰值期, 是天然气运聚成藏的主要阶段。此期, 中部地区处于圈闭的低势场分布区, 天然气向靖边—杏河古潜台低势区运聚。石炭一二叠系天然气势场在纵向上有向下变小的趋势以及烃类浓度差的存在, 也开始沿不整合面及岩溶管道等向下往奥陶系古风化壳古地貌—岩性圈闭内运聚, 至此古风化壳气藏基本形成。

喜山旋回期, 区域构造发生了显著变化, 盆地东部地区抬升, 形成了西倾单斜。天然气由西向东运聚, 古潜台东缘的古潜沟和岩性致密带成为天然气向东运聚的天然屏障。经过白垩纪调整之后, 气藏基本定型。

目前探明的气田形态和规模与古潜台的轮廓、规模比较接近。气藏的主要边界不是受构造或气水

边界的控制, 而是受古潜台的控制。大型古潜台是聚气的一个整体, 它控制了气藏的分布。在这个大型古潜台范围内普遍含气。古潜台范围北起乌审旗, 南止志丹, 西抵东坑, 东达横山, 面积约 $5\ 500 \text{ km}^2$ 。目前探明的含气面积大于 $4\ 000 \text{ km}^2$, 比古潜台的面积略小。气田位于古潜台之中。

由于岩溶成因的储层具有明显的非均质性, 区域构造平缓, 天然气运聚受多种因素的影响, 巨型气藏内天然气富集程度存在一定的差异性。单井产气量(无阻流量) 低者 $4 \times 10^4 \sim 5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 高者 $50 \times 10^4 \sim 100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 多数井为 $10 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。没有形成高产富集带, 仅有高产井区。高产井区的控制因素一是处在古潜台的主体部位, 二是位于鼻隆的轴部。只有二者同时具备, 才能形成天然气局部富集。

审稿人 教授级高级工程师 徐和笙
收稿日期 1997-09-01 编辑 韩晓渝

* 作者简介见本刊 1996 年增刊第 68 页。地址: (610051) 成都市府青路一段 1 号。电话: (028) 3324911-215496。

ABSTRACTS AND AUTHORS

PROPERTIES OF FLUID POTENTIAL DISTRIBUTION IN YING-QIONG BASIN

Zhou Zongying (Institute of Petroleum Geology, Ministry of Geology and Mineral Resources), Zhang Boquan (Department of Petroleum, China University of Geosciences), Xie Taijun, Yang Xuechang and Zhang Qunying (Research Centre of Petroleum Exploration and Development, CNOOC). *NATURAL GAS IND.* v. 18, no. 1, pp. 5~ 9, 1/25/98. (ISSN 1000- 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The calculation method of fluid potential (being mainly water potential and gas potential) is introduced and the properties of the fluid potential distribution both in section and on plane in Ying-Qiong Basin are analyzed, which reveals the rules of oil & gas migration and accumulation in the basin. Through research, it is considered that the oil and gas migrate from the higher potential area to the lower one and are accumulated in the trap with lower potential along the road of migration to form a reservoir, and therefore the lower potential area is the beneficial region of forming oil and gas reservoir. Based on this, it is forecasted that there are six lower potential areas in the Ling-shui Formation of Paleogene within this basin and they are evaluated respectively in combination with some geological conditions as hydrocarbon source, reservoir bed, cap rock and trap, etc., and it is pointed out that these lower potential areas, such as Ya-13-1 low arch (to be located on the uplifted wall of Fault No. 1), Ya-21-1 low arch belt, Central depression and Yanan depression, are the favourable regions for oil and gas exploration in the future.

SUBJECT HEADINGS: Yinggehai Basin, Qiongdongnan Basin, Fluid, Potential energy, Distribution, Research.

Zhou Zongying (*engineer*), born in 1967, graduated in petroleum geology from the China University of Geosciences in 1992 and received his Master's degree. Currently he is engaged in the research on the comprehensive evaluation of oil and gas-bearing basin and he has published several articles. Add: No. 31, Xueyuan Road, Beijing (100083), China Tel: (010) 62312233- 442.

.....

A STUDY ON THE CONDITIONS OF FORM-

ING THE FOSSIL WEATHERED RESIDUUM GAS RESERVOIR IN THE CENTRE OF EERDUOSI BASIN

Ma Zhenfang, Chen Anning and Wangjing (Exploration and Development Research Institute of Changqing Petroleum Exploration Bureau). *NATURAL GAS IND.* v. 18, no. 1, pp. 9~ 13, 1/25/98. (ISSN 1000- 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The Ordovician fossil weathered residuum gas reservoir in the centre of Eerduosi Basin has a specific assemblage of forming reservoir. Two sets of hydrocarbon source rocks of the Upper and Lower Paleozoic supplied it with abundant mixing-source gas and the natural gas supplied by the Upper Paleozoic source rocks is more than the Lower Paleozoic ones. The sedimentary microfacies belt of gypsodolomite flat is the zone advantageous to the growth of reservoir bodies in this region, the palaeokarst slope is the zone where the effective denudation pores and cavities are mainly distributed, and the coincidence of the two in space can form the denudation pore and cavity reservoir body with a large area and stable distribution, so as to prepare the necessary reservoir space for the formation of the gas reservoir. A reasonable disposition of the multiple-set cap rocks including the direct cap rocks (Benxi Formation of Carboniferous) and indirect cap rocks (Upper Paleozoic) is the sufficient condition of forming an ideal source-reservoir-seal assemblage for the Ordovician fossil weathered residuum gas reservoir. The ancient erosion groove and diagenesis compact belt constitute a regional large-sized palaeogeomorphologic-lithologic trap. And the large ancient buried platform is the beneficial zone for the migration and accumulation of natural gas, controlling the shape and scope of the gas reservoir.

SUBJECT HEADINGS: Eerduosi Basin, Middle, Weathering crust, Natural gas, Gas reservoir formation, Gas reservoir description, Changqing gas field.

Ma Zhenfang (*senior engineer*), born in 1947, graduated in geology from the Jiangnan Petroleum Institute in 1985, won two CNPC's and seven SPA's scientific and technological progress prizes and published seven papers. Now he is engaged in the comprehensive research on petroleum geological exploration. Add: Qingyang, Gansu (745101), China Tel: (029) 3592818.