

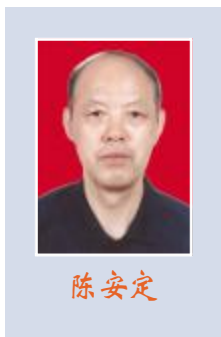
文章编号:1672-9854(2010)-02-0045-11

靖边气田气藏特点、成因与成藏有利条件

陈安定¹, 代金友², 王文跃³

(1 中国石油化工股份公司江苏油田分公司地质科学研究院)

(2 中国石油大学石油工程教育部重点实验室; 3 中国石油化工华东分公司规划设计研究院)



陈安定

摘要 靖边气田的成藏特点表现为:(1)气源为双向供给,二源混合;(2)储层空间以膏溶孔隙、白云石化孔隙为主,以裂缝为辅;(3)以地层和岩性圈闭为主,古构造决定了充注方向;(4)气藏流体具非均一性和负压特征;(5)地层水为有水不见水层,分隔“卧底”保存。探讨了形成这些特征的机理。同时提出促使成藏的主要地质因素是四项“合理搭配”:(1)封闭海域与宽阔坪台搭配造就有利生储相带;(2)剥蚀脊与侵蚀沟搭配形成层状溶蚀水流;(3)切割与充填、溶蚀与充填搭配形成地层、岩性遮挡;(4)孔隙空间与裂隙网络搭配使得储产兼得。

关键词 鄂尔多斯盆地;靖边气田;混源气;碳酸盐岩储层;低渗透储层;气藏成因

中图分类号:TE112.31 **文献标识码**:A

陈安定 1946年生,教授级高级工程师。1969年毕业于南京大学地质学系,长期从事石油地质研究工作。通讯地址:225009 江苏省扬州市 中国石油化工股份公司江苏油田分公司地质科学研究院;电话:(0514)87761917

已有许多研究者对鄂尔多斯盆地靖边气田的成藏机理、成藏条件进行过论述。如靖边气田奥陶系气是以奥陶系来源为主兼有石炭系供给的二元混合气,奥陶系隐藻碳酸盐岩是其主要源岩^[1-2]。气田边界受台地沟槽控制,沟槽成为煤成气向古台地溶孔运移的通道,也成为天然气向东运移的屏障^[3]。鄂尔多斯盆地加里东期古侵蚀面的起伏控制了石炭系本溪组沉积,本溪组底部铁铝质泥岩充填奥陶系顶部沟槽时构成地层圈闭,本溪组底部暗色泥岩或砂岩充填时有利于上、下古生界气源流通,古风化壳以及在其之上不同类型的岩性匹配创造了天然气成藏的必要条件^[4]。靖边气田奥陶系气属二源混合气,古坳陷盐膏沉积起区域性遮挡作用,风化壳岩溶白云岩坪是储集体,古潜台-侵蚀沟配套形成隐蔽圈闭,搞清奥陶系顶部侵蚀面古地貌是找气关键^[5]。古隆起、古陆控制了储集层展布,弧形沉积斜坡带是有利沉积相区,弧形构造斜坡带有利于古岩溶储层形成,岩性致密带和构造斜坡配置形成了风化壳气藏的上倾封闭^[6]。

本文通过近年来大量资料的应用,着重阐述了靖边气田气源混合特征、储层非均质性、流体非均一性、古构造和古地貌对油气运移的控制、负压气藏成因、主要成藏期、气水分布特征等,同时提出中央古隆起北段东侧成藏的有利地质条件。

1 气田概况

靖边气田位于内蒙古乌审召以南的陕北靖边县一带,是中国陆上少有的大型气田之一。气层位于奥陶系顶部风化壳碳酸盐岩中,属下奥陶统马家沟组上部五段,其中,由马五₁至马五₃组成的上部气层组是该气田的主力气层,见表1。

靖边气田座落在鄂尔多斯盆地西倾单斜的构造背景上,地层平缓,构造简单。奥陶系沉积镶嵌在早古生代中央古隆起东侧,呈东倾“半月形”盆地形态。在加里东晚期长达1.4亿年的沉积间断中,奥陶系顶面发育一系列侵蚀沟槽,后被石炭系充填,构成地层圈闭,并成为石炭系流体下潜通道,见图1和图2。

收稿日期:2009-05-29

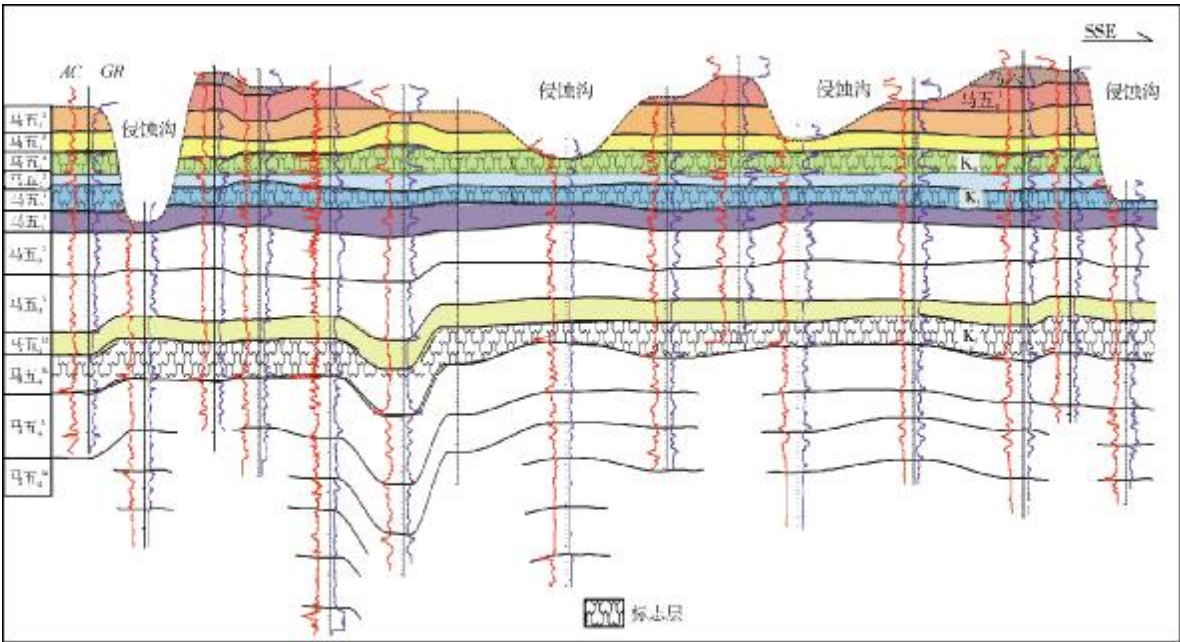


图 2 靖边气田连井剖面
AC 声波时差曲线; GR 自然伽马曲线

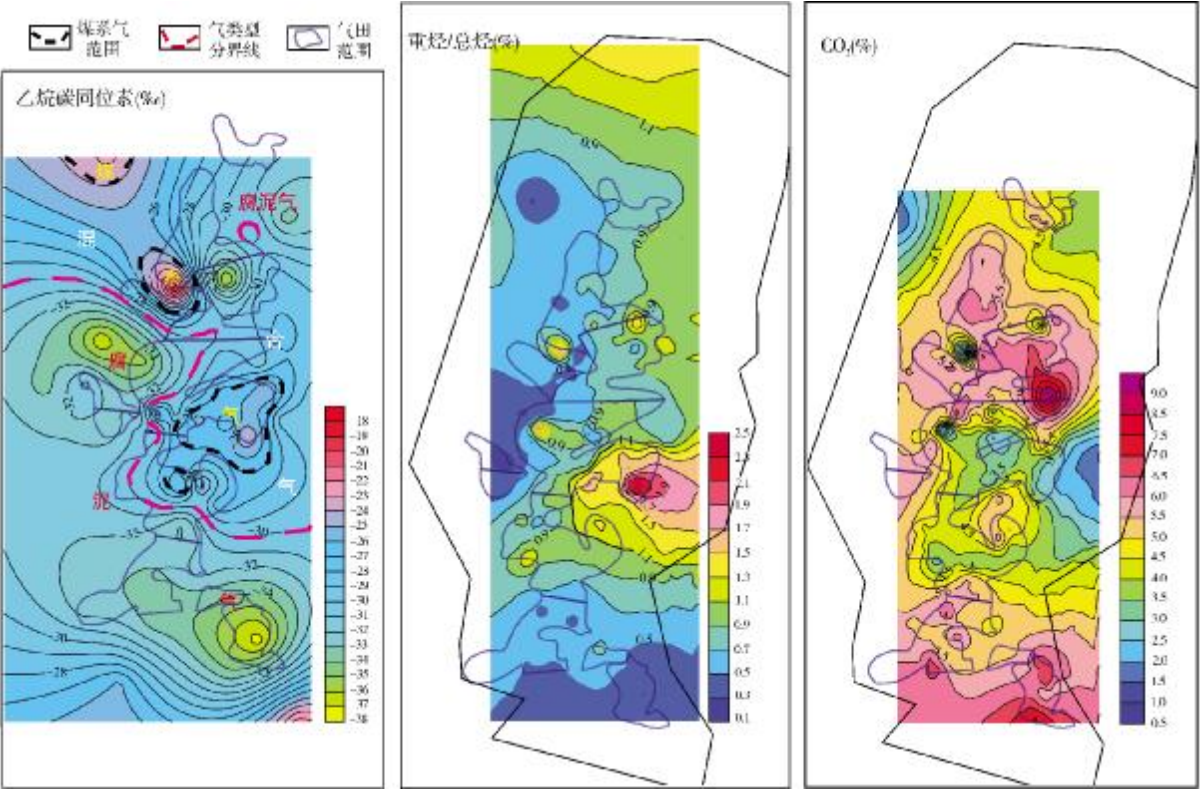


图 3 靖边气田乙烷碳同位素、天然气组分指示气源分布

中“膏球”等溶蚀形成的孔隙物性仍然很好,并在很大程度上控制了一些高产富集区带。据统计,膏球溶蚀孔和膏模孔的孔隙中值半径可达 0.1~1 mm,而由石灰岩白云石化、重结晶形成晶间孔的孔隙中值半径仅为 5~20 μm ,白云岩溶蚀形成的晶间溶孔孔隙中值半径为 10~100 μm 。

岩心样品的分类统计为客观评价各类储层提供了基础资料(表 2)。孔-缝结合型储层物性最佳——孔隙度高,渗透率最高,含水饱和度较低;孔洞型样品孔隙度最高,渗透性中等,含水饱和度最低;裂缝

型储层渗透性中等偏上,孔隙度低、含水饱和度较高;基质孔隙型储层(渗透率 $K>0.1 \mu\text{m}^2$ 的有效储层)孔隙度中等,渗透性较低,含水饱和度中等;基质孔隙型无效储层(渗透率 $K<0.1 \mu\text{m}^2$)孔渗性最差,含水饱和度最高(需要说明的是,因为测定不包括部分碎裂样,实际渗透率应该比测定的好)。由数据可见,“缝”对渗透率贡献明显,孔、洞对孔隙度贡献较大。在统计样品中,基质孔隙型储层样占 63%,裂缝型储层样占 23%,孔洞型储层样占 13%,孔-缝型储层样占 1%。

表 2 靖边气田不同孔缝类型岩心物性参数表

类 型	渗透率(μm^2)/样品数	含水饱和度(%) / 样品数	孔隙度(%) / 样品数	说 明
孔洞型	12.10/905	31.79 /121	7.18/382	孔洞肉眼可辨
孔-缝型	50.70/61	44.14/13	6.33/30	孔缝肉眼可辨
裂缝型	20.30/1629	55.92/166	2.82/611	裂缝肉眼可辨
基质孔隙型	$K>0.1 \mu\text{m}^2$	47.41/477	4.30/1631	孔隙肉眼不可辨
	$K<0.1 \mu\text{m}^2$	56.64/1226	1.96/4233	致密岩性

构造缝隙、成岩缝隙在产能上的贡献受到普遍肯定。但资料显示(图 4),气井的产能和气层厚度(据电测解释)仍有密切关系(日产 $10\times 10^4 \text{m}^3$ 以上的气井其气层厚度均 $\geq 4 \text{m}$),这说明裂缝对产能的贡献可能在总体上未超过孔隙(洞)。

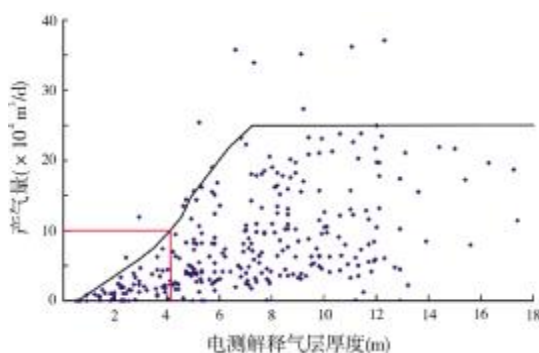


图 4 靖边气田单井平均日产气量与气层厚度的关系

本区孔隙以石膏、白云石溶解以及石灰岩白云石化、重结晶体积收缩等形成孔隙为主要成因类型。孔隙的产生和消失主要取决于岩相,岩相又依赖于沉积相。靖边气田马五段碳酸盐岩共分 12 种微相,潮上带为云泥坪、膏盐洼地、膏云坪、含膏云坪等 6 种;潮间带分云坪、潮间滩、泥云坪等 4 种;潮下带分

潮下滩、灰坪 2 种。其中,含膏云坪最有利,其次为含藻云坪,此环境下形成的含硬石膏结核泥微晶白云岩及含藻白云岩在成岩阶段产生了大量硬石膏结核溶孔、次生晶间孔和晶间溶孔。图 5 展示了部分小层的微相划分及有利相带,各层总的由西向东从潮上往潮间、潮下递变,有利相带主要分布在气田中、西部的潮上、潮间带,部分延展至气田以东,各层呈叠合联片。

杨俊杰等^[10]、黄思静等^[11]通过碳酸盐等成岩模拟试验获得三点结论:①石灰岩、石膏的溶解度随温度、压力增加而减少,白云岩溶解度随温度、压力增加而增加。可见石灰岩、石膏主要在地表、浅层溶解,白云岩在地下深处溶解;②在整个成岩演化过程中,石膏的溶解量远大于碳酸盐溶解量;③石膏的存在可以促进白云岩在低温阶段的溶解。

本文要补充的是:①相比碳酸盐而言,石膏属于优先溶解矿物,而石膏、碳酸盐总体都是难溶矿物,因而石膏既不能没有,也不可太多。总而言之,以含膏白云岩、含膏云坪为最佳,石膏质白云岩、膏岩基本不产生溶孔;②既然白云岩溶解度随温度、压力增加而增加,反过来,必然会随构造抬升即温度降低而充填。

构造抬升幅度主要根据以下事实确定。(1)鄂尔

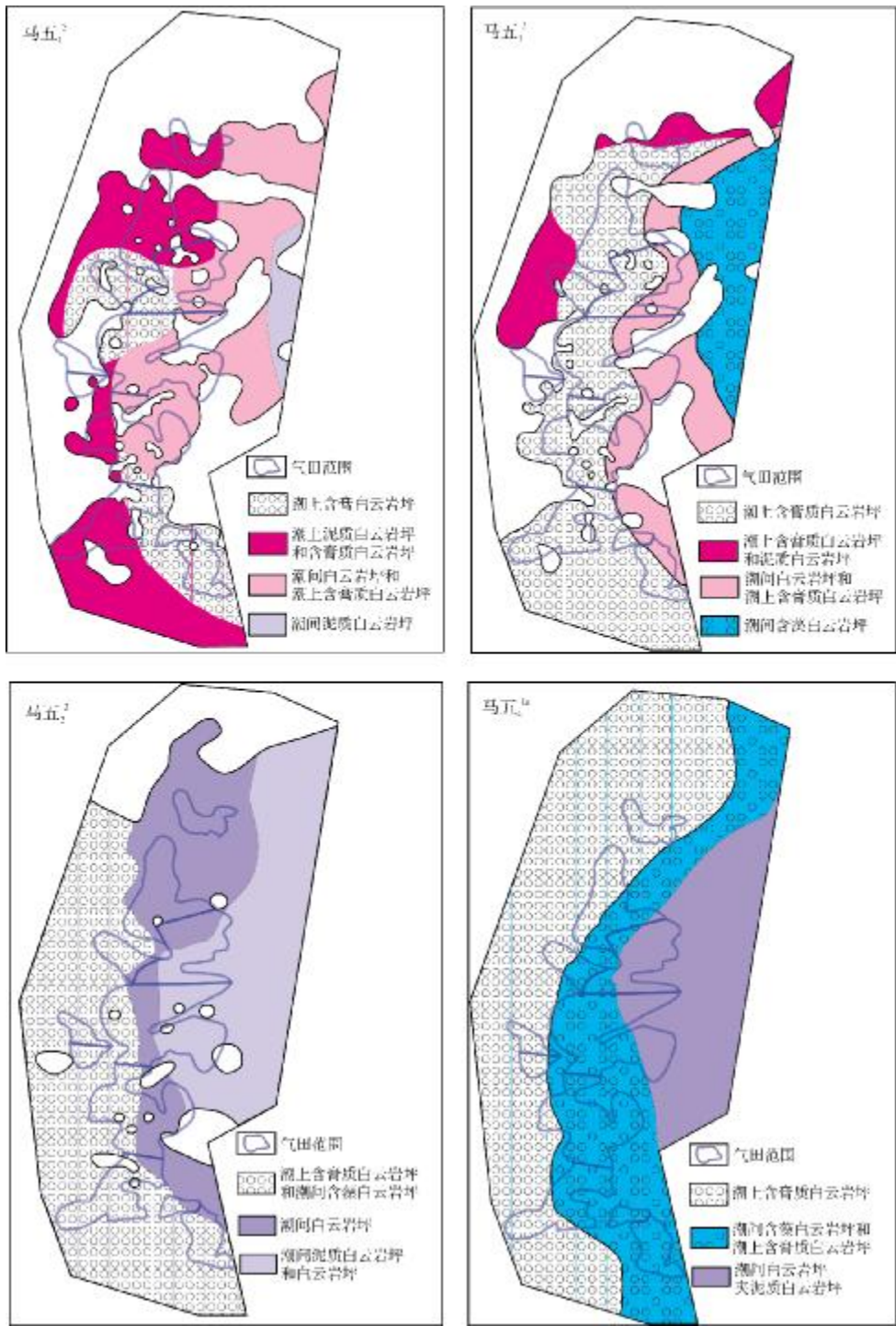


图5 靖边气田奥陶系马五段部分层段沉积微相展布

多斯盆地各地区奥陶系镜质体反射率(R_o)与现今埋深关系和裂变径迹资料指示的抬升幅度;(2) 采用

Easy R_o 热史正演模拟方法计算后期剥蚀量(见后文); (3)据王可仁等^①研究,盆地中部奥陶系 R_o 由西北向

① 王可仁,付智雁,奕琴,等.鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩生烃评价. 1993.

东南增加;(4)据地质资料确定,抬升剥蚀时间应在晚白垩世至古近纪,剥蚀最多的是下白垩统,其抬升幅度与白垩系残留厚度应呈镜像关系。综合考虑以上因素,从靖边气田西北向东南,白垩系剥蚀量分别取 1000~1400 m,如图 6。据此推算的奥陶系顶最大

埋深为 4500~5000 m,北高南低,略带向斜势。后期抬升幅度最大处位于气田东南,那里既是埋深大也是抬升幅度大的地区。埋深大,利于白云岩溶解;抬升幅度大,利于白云岩中矿物的析出和充填。目前这里属于岩性致密带(图 1),后期抬升导致充填是一种可能因素。

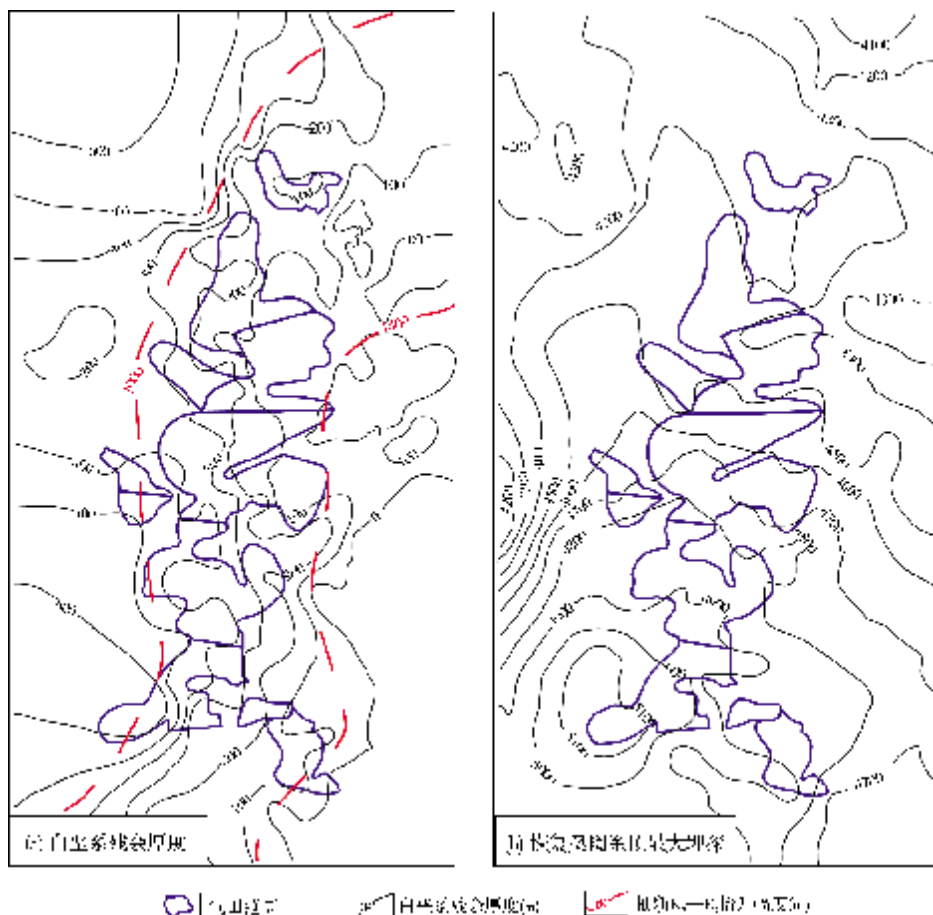


图6 靖边气田后期抬升幅度及恢复奥陶系顶最大埋深图

2.3 圈 闭

以地层圈闭和岩性圈闭为主,古构造决定油气充注方向。

关于圈闭类型,目前多数人认为以地层圈闭和岩性圈闭为主。也有人认为,低幅和微幅构造起着复合作用。笔者以为,现今构造并不起作用。如图 7 所示,气田座落在西倾单斜构造背景上,其上确有一些北东走向的鼻状褶皱,但它们均朝着上倾方向开口。

古构造是否起过作用呢?本文以钻孔分层资料(600 余口井)为主再现了不同时期的构造演变,

大体分三个阶段:(1)自奥陶系沉积后直至三叠系沉积前,靖边地区呈向东敞开的半圆形盆地,气田位于坡折带上;(2)印支—燕山期,靖边地区呈宽平的南倾向斜;(3)喜马拉雅期,反转为西—西南倾向单斜。

印支—燕山期是主要成藏期,成藏期的古构造面貌对油气充注入口、运移方向有决定性作用。如图 7 甲烷碳同位素资料指示,一股以奥陶系气源为主的气来自气田南部,向北运移。李贤庆等^[12]对此也有相同结论。另有两个就近的小股气源,说明奥陶系气源充注方向主要受古构造和自身生烃能力决定。石

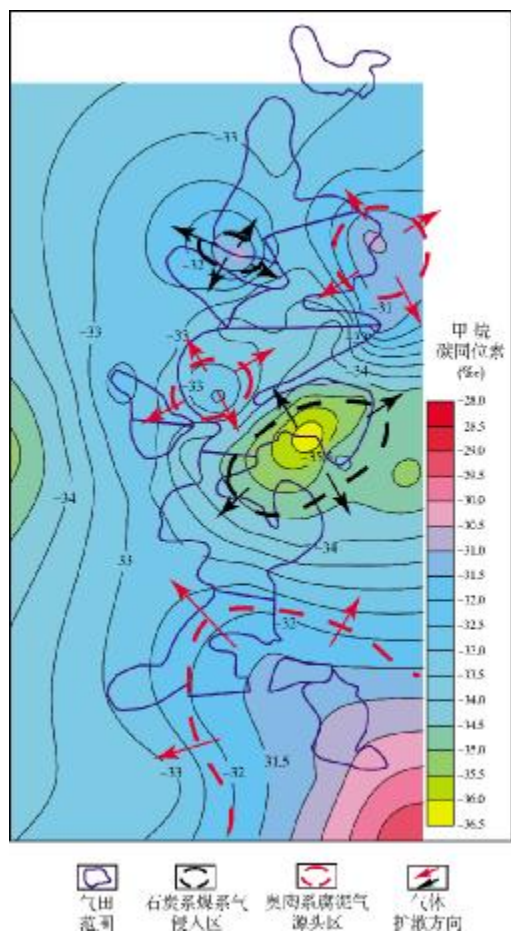


图7 甲烷碳同位素指示天然气运移方向

炭系煤系气主要从东部侵入,向西扩散,受古地貌沟槽同时也受到西高东低的古构造面貌控制。根据靖边气田-2 000 m 基准面压力图(图8),在相同构造高度下东部压力高、西部压力低。东部的“高”,很可能说明石炭系地层水主要从东部入侵,在向西扩散时致密带内增压不敏感。

三叠纪、侏罗纪是局部构造较发育的时期。构造类型有鼻隆、短轴背斜、穹隆等(注:这里所指的“构造”只是相对高点,由于幅度小,地震难以解释)。三叠纪末,下奥陶统马家沟组五段3层(马五₃)顶在平底凹槽内共发育23个局部构造高点,其中18个局部构造高点上面分布高产井;侏罗纪末马五₃顶在平底凹槽内共发育16个局部构造高点,其中13个上面分布高产井(图9)。但是,也有相当部分高产井与构造高点不相吻合,可见古构造对油气富集有一定帮助,但不如孔隙所起的作用大。

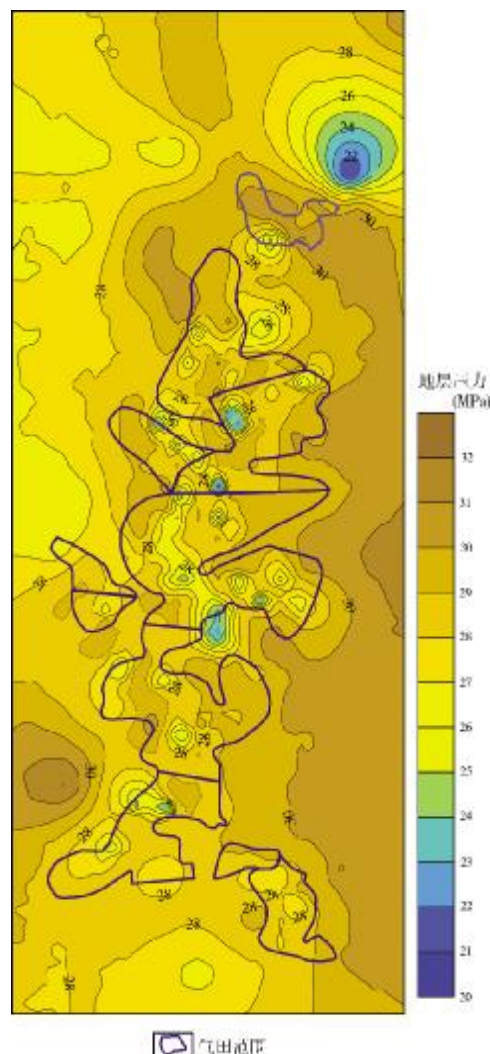


图8 靖边气田-2000m 高程基准面压力图

2.4 气藏流体

具有负压、垂向均一、平面非均质的特点。

靖边气田在流体性质方面有两个显著特点。(1)平面上非均质性严重,但纵向上一致性很好。平面上非均质性的例子可见图3、图7和图8,纵向上一致性的例子见表3。平面非均质性主要受低渗透特性、物性的非均一性和致密带控制,是气体分子交换和压力传递不畅的表现;纵向一致性可能是风化壳裂隙和缝洞在垂向上的沟通所致。(2)负压。绝大多数井的气层压力系数小于1,如图10。鄂尔多斯盆地低压油气藏十分普遍,不仅奥陶系气藏,还包括上古生界气藏、三叠系油藏,这就要从区域地质条件上去考虑其独特性。

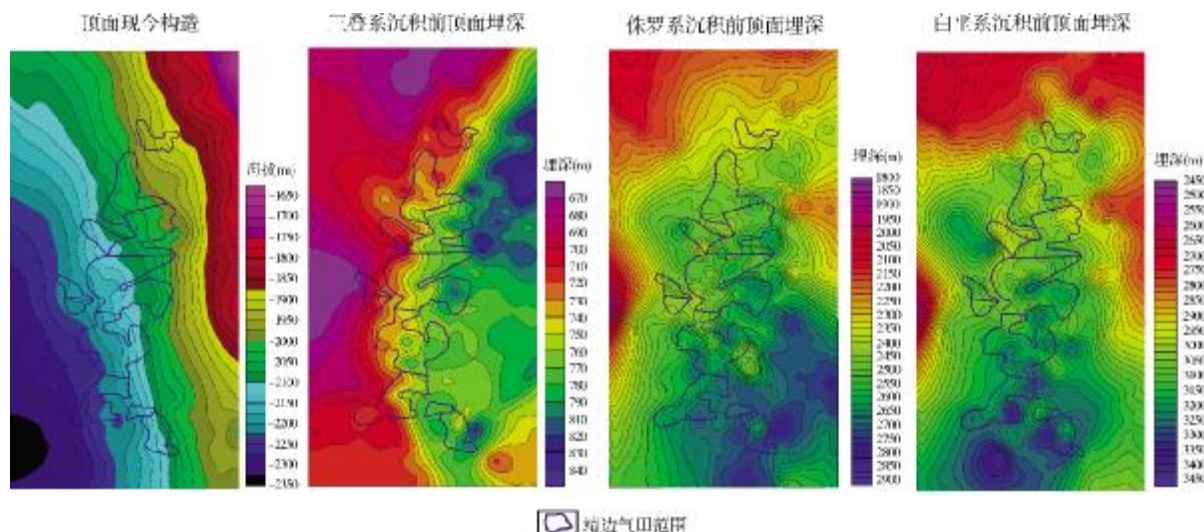
图9 靖边气田下奥陶统马五₃层内幕构造演变图

表3 靖边气田部分井马五段不同层天然气及其碳同位素组成

井号	层位	C ₁ (%)	C ₂ (%)	C ₂ / ΣHC (%)	δ ¹³ C ₁ (‰)	δ ¹³ C ₂ (‰)
S17	马五 ₂	93.977	0.777	0.820018	-33.23	-30.78
	马五 ₄	93.893	0.803	0.847977	-33.23	-30.70
S20	马五 ₁	—	—	—	-34.58	-30.96
	马五 ₄	95.318	0.622	0.648322	-34.21	-31.34
S25	马五 ₁₋₂	95.426	0.464	0.483888	-33.33	-33.47
	马五 ₄	95.767	0.443	0.460451	-33.40	-33.40
S27	马五 ₁	95.007	1.272	1.32116	-36.67	-28.06
	马五 ₄	94.636	1.263	1.317011	-36.03	-29.02
S44	马五 ₃₋₄	93.547	0.404	0.430011	-33.10	-35.28
	马五 ₄	95.830	0.380	0.394969	-32.96	-34.91

鄂尔多斯盆地是个半开放性盆地,四周均有地层出露,西缘是黄河水供水区,东缘是泄水区,北部有中生界、二叠系出露,盆地本部从南北向中线向东至山西,出露中生界和古生界,全套地层呈倾斜状,向西南倾斜。由于埋深大,西南端部的三叠系、古生界应该是完全密封的,这样,每一套储层在北部和东部单面“开口”。

三叠系、石炭系—二叠系、奥陶系均是以非均质、低渗透闻名的岩性油气藏,它们的共同特点是油气占据了物性相对好的部分(好的物性毛管阻力小,是油气入侵的突破口),其周围包裹部分往往是低渗透致密带。致密带密封是一种相对密封,犹如“只出

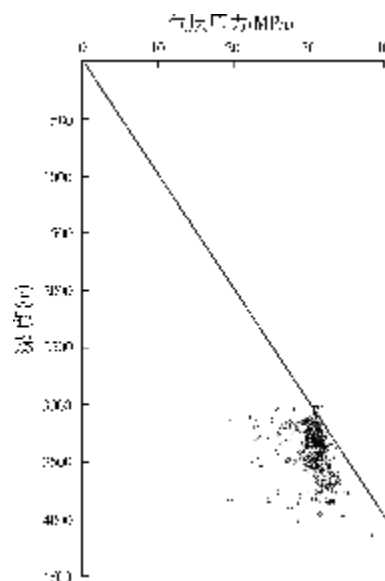


图10 靖边气田气层压力随深度变化图

不进、传压不传流(体)”的单流阀,多余的压力可以排出,但与外界不产生流体交换。由于纵向上的封隔,油气层的静水柱压力实际上取决于它的最低排泄口(可以是本层的排泄口,也可能追索至上一层的排泄口)到气层之间的垂直水柱高度(如图11)。就像一个倾斜的敞口瓶其液面必然低于直立瓶一样,实际静水柱高度必然低于从井口到油气层之间的名义静水柱高度,从而出现负压油气藏。当然,负压油气藏的成因可能有多种,但这是开放性盆地岩性油气藏一种极为普遍的成因。

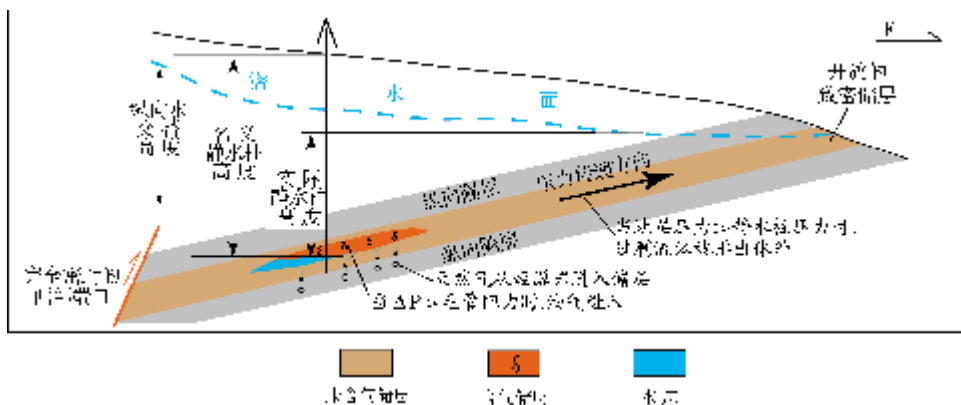


图 11 半开放盆地岩性油气藏负压形成机理

2.5 气水关系

具有有水不见水层,分隔“卧底”保存的特点。

前人已对靖边气田地层水性质和展布作了大量研究。靖边气田气层含水普遍,但出水量一般不大。在常年生产井中,水气比逐渐降低或稳定的占 79.5%,呈上升趋势的仅占 20.5%^[13]。李建奇等^[14]认为,气藏中存在多处富水区,但不属边水或底水,而是由于地层较强的非均质性及多次构造变动,受致密岩性遮挡,在相对低构造部位积存下来的沉积及成藏滞留水。王彩丽等^[15]研究认为,靖边气田马五₁气藏地层水具有高矿化度、高锶钡、高钙钠、组分稳定的特点, CaCl_2 水型,表现为深盆滞留水特征。

靖边气田奥陶系地层水分布主要表现为“量小、呈斑块分布”,这主要和气藏的特殊性质有关。

靖边气田虽然是一个整装气田,但岩性相对致密、物性相对较差、储层非均质性很强,也是一个被致密带和石炭系分割的多气水界面层状气藏。在加里东末期风化剥蚀阶段,由于流水下切作用,不免要产生一些“漏斗”状缝洞体。同时,在多期不同方向构造挤压压力的作用下也产生过一些向斜褶曲和低洼构造。成藏过程中,天然气占据了物性好的空间,驱除了其中绝大部分地层水,而且已排出去的水不可能再回到储集体中来,这就是“水少”的原因。同时,也不管后期构造发生怎样的变动,孔渗储集体中的气和致密岩石中的水均不可能发生位置变动。在整体含气的大型空腔内,分隔保存的地层水主要赋存在气藏下倾方向、侵蚀漏斗内和向斜等低洼位置。当发生构造变动时,一部分地层水仍会残留原地,一部分则流向构造下方,

气相对不动。所以,“有水不见水层,分隔卧底保存”乃是致密岩性气藏的一种特有景象。

2.6 成藏期

从印支期开始,以燕山期为主。

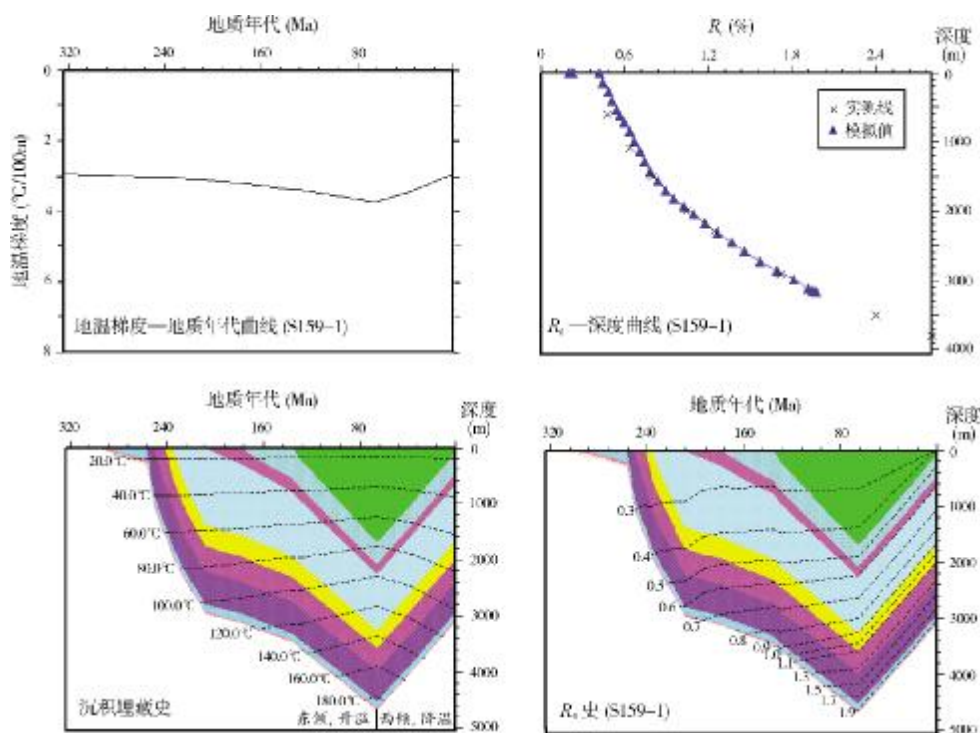
Easy R_o 软件是目前用来重建古地温的一种手段。它主要以被模拟地区 R_o —深度关系线为参照标准,通过人机交互,不断试探可能出现的地温梯度变化模型和地层剥蚀厚度开展正演模拟,在达到模拟关系线与实测关系线完全吻合的情况下即可确定出该地区地温梯度变化模型和地层剥蚀厚度。

在鄂尔多斯盆地西部天环向斜、中部靖边气田、东部麒麟沟—镇川堡三个地区各建一条 R_o —深度关系线。根据模拟,三地地温梯度变化模型完全一致。自石炭系沉积以来,地温梯度从 $(3.0\sim 3.2)^\circ\text{C}/100\text{m}$ 开始,总体成缓慢上升趋势(图 12),至晚白垩世抬升前达到最大,约 $3.5^\circ\text{C}/100\text{m}$,然后逐步递减,至现今为 $(2.8\sim 3.0)^\circ\text{C}/100\text{m}$ 。据模拟计算,三地区晚白垩世以来地层剥蚀厚度大致为 500m、1300m、1800m,石炭系、奥陶系(顶部)源岩的成熟排烃始于三叠纪,大量排烃在侏罗纪晚期至白垩纪早期。

3 靖边气田成藏条件的四个有利“搭配”

(1) 封闭海域与宽阔坪台搭配造就有利生储相带

奥陶系沉积期间,受中央古隆起分隔,鄂尔多斯地区西南缘和中东部分属两个不同性质的海域。西南缘属开放性海域,早期沉积浅水台地相石灰岩(后期白云石化),中期沉积深水坡相泥灰岩、深盆相页岩、浅水坡相砂岩,晚期沉积浅水斜坡相石灰岩。中

图 12 Easy R_o 法模拟 S159 井热史、源岩成熟生烃史图

东部仅存早期沉积,总体上属于封闭性海域,受海平面升降影响形成石灰岩与白云岩韵律层,马家沟组二、四、六段为海平面上升期,沉积局限海台地相石灰岩;一、三、五段为海平面下降期,沉积蒸发潮坪相白云岩、含膏白云岩。据此认为,鄂尔多斯地区中东部是由古陆、古隆、分隔脊(根据该区和华北海在岩相上的差别,推断它们之间必然存在“分隔脊”)所围限的封闭海域,是一个与华北地台既相统一又相分隔的“独立坪台”。在坪台东侧已证明有一个岩盐蕴藏量丰富的盐湖(如图 13)。应当说,这种隆、坪、凹古地理格局的形成决不仅仅是风化切割的结果,而是区域应力场作用下古构造面貌的反映。

鄂尔多斯地区中东部的封闭沉积环境为烃源岩、储集体发育准备了有利条件。弱水动力和盐水绝氧形成富藻纹层、富藻结核的隐藻碳酸盐源岩;封闭水面、过度蒸发形成易溶蚀的含膏白云岩储层,向东至米脂盐湖方向石膏含量增加、溶蚀作用减弱又带来岩性圈闭因素。

值得一提的是,将上述“封闭环境”这一有利因素给予发扬的是与之相匹配的“宽阔坪台”。该坪台地势平缓,面积宽广,从西向东依次发育泥云坪、含膏云坪、云坪/石膏,并在纵向上交替出现,从而将有

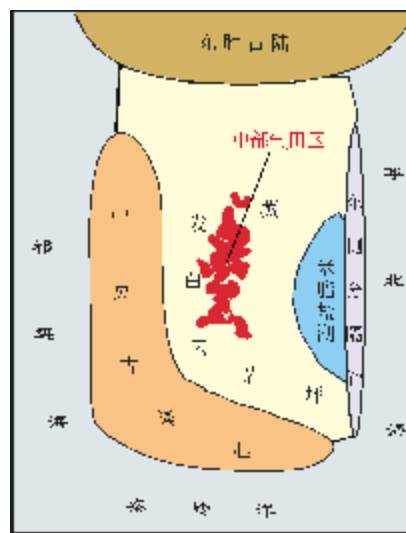


图 13 鄂尔多斯盆地奥陶系古地理景观

利烃源岩、有利储集体的发育扩展到一个较大范围,为大气田的形成准备了充足的生烃、储层物质基础。

(2) 剥蚀脊与侵蚀沟搭配形成层状溶蚀水流

剥蚀脊是近期研究提出的概念。它是奥陶系风化壳在原东胜古陆和中央古隆起背景下再度发生构造挤压、褶皱隆升,经削蚀夷平后形成的地貌单元。而侵蚀沟则是平坦地层经水流切割形成的沟槽(图 1)。

剥蚀脊处于构造高部位,裂隙、孔洞相对发育,在淡水淋滤阶段,它是大气水下潜的“入口”,在长期的水流穿凿、溶蚀作用下逐渐形成面状潜水流,达到层状溶蚀效果。而侵蚀沟作为潜水流出口与之形成回路,使溶蚀作用得以稳定持久地进行,这就是含膏白云岩溶孔形成的主要模式。应当指出的是,靖边气田奥陶系储层孔隙至少包括淡水淋溶、深部岩溶、准同生白云石化三种成因,淡水淋溶仅仅是其中一种,但也是主要的一种成因类型。

(3)切割与充填、溶蚀与充填搭配形成地层与岩性遮挡

在加里东末期至海西早期长达 1.4 亿年的沉积间断中,奥陶系顶面的“山头”被削平,丘陵被纵横交错的沟壑切割,整块的马五段顶地层被分割成孤立的“塬”和“梁”。虽然从储集角度来说,沟槽中缺失主要储集体从而导致钻井落空,但是从溶蚀和圈闭的角度看却有其有利的一面。本溪组铝土质泥岩、暗色泥岩充填在沟槽中有利于地层圈闭的形成,从而保证后期构造反转时天然气被持续封闭。同样,孔隙充填作用尽管破坏了一部分孔隙,但它和溶蚀作用的搭配却形成了岩性圈闭,这也是保证后期构造反转时天然气被持续封闭的重要因素。

(4)孔隙空间与裂隙网络搭配使得储产兼得

研究证明,为靖边气田产能作出贡献的不仅是孔隙,还有裂缝。据 50 口井岩心观察统计,其中 32 口井岩心见到裂缝,大部分为半充填,缝宽 0.5~1 mm,缝长 30 mm 至 100 mm 以上,缝密度为(5~50)条/m。这些半充填裂缝有助于酸化改造和取得好的效果。很显然,

在天然气产出过程中,裂隙也起着重要作用,特别是孔洞不发育时(这是多数情况)裂缝的作用比较大。

参考文献

- [1] 陈安定. 陕甘宁盆地中部气田奥陶系天然气的成因及运移[J]. 石油学报, 1994, 15(2): 1-10.
- [2] 陈安定. 陕甘宁盆地奥陶系源岩及碳酸盐岩生烃的有关问题讨论[J]. 沉积学报, 1996, 14(增刊): 90-99.
- [3] 王文炯. 陕甘宁盆地中部大气田成藏条件分析[J]. 断块油气田, 1995, 2(1): 10-16.
- [4] 马振芳, 周树勋, 于忠平, 等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系顶部古风化壳特征及其与天然气富集的关系[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(5): 21-23.
- [5] 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 159-160.
- [6] 杨华, 付金华, 魏新善. 鄂尔多斯盆地天然气成藏特征[J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 5-8.
- [7] 黄第藩, 熊传武, 杨俊杰, 等. 鄂尔多斯盆地中部大气田的气源判识[J]. 科学通报, 1996, (17): 1588-1592.
- [8] 张文正, 关德师. 液态烃分子系列碳同位素地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 142-161.
- [9] 夏新宇, 赵林, 戴金星, 等. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系风化壳气藏天然气来源及混源比计算[J]. 沉积学报, 1998, 16(3): 75-79.
- [10] 杨俊杰, 黄思静, 张文正, 等. 表生和埋藏成岩作用的温压条件下不同组成碳酸盐岩溶蚀成岩过程的实验模拟[J]. 沉积学报, 1995, 13(4): 49-54.
- [11] 黄思静, 杨俊杰, 张文正, 等. 石膏对白云岩溶解影响的实验模拟研究[J]. 沉积学报, 1996, 14(1): 103-108.
- [12] 李贤庆, 胡国艺, 李剑. 鄂尔多斯盆地中部奥陶系碳酸盐岩储层流体包裹体特征及对天然气成藏的意义[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(2): 120-124.
- [13] 赵粉霞, 吴正, 秦通社. 长庆靖边气田产水气井开采技术措施[J]. 天然气工业, 2005, 25(2): 116-118.
- [14] 李建奇, 李安琪, 张振文, 等. 靖边气田马五₁₊₂气藏相对富水区成因及开发[J]. 天然气工业, 2005, 25(9): 89-91.
- [15] 王彩丽, 孙六一. 长庆气田马五₁储层裂缝特征及控制因素探讨[J]. 沉积学报, 2001, 19(4): 536-540.

编辑: 金顺爱

Characteristics and Origin of Gas Reservoirs and the Favorable Geological Conditions in Jingbian Gasfield, Ordos Basin

Chen An Ding, Dai Jinyou, Wang Wen yue

Abstract: This research indicates that gas reservoirs in Jingbian Gasfield, Ordos, are characteristic of: (1) Gas is supplied by mixed gas sources from two directions; (2) Reservoir space are dominated by anhydrite-dissolved and dolomitized pores and subordinated by fractures; (3) Stratigraphic and lithologic traps are common and paleostructures control the direction of hydrocarbon migration and emplacement; (4) Fluids in gas reservoirs are of heterogeneity and negative pressure feature; (5) Formation water are compartmentally preserved without water beds. The mechanism resulting in these characteristics are discussed. The main geological factors leading to gas accumulation are owing to four "fitting match" conditions: (1) The match of enclosed sea with wide flats brings up good source-reservoir facies belt; (2) The match of erosion ridges with erosion grooves builds up layered dissolved currents; (3) The match of cutting with filling, and dissolution with filling, forms stratigraphic traps and lithologic traps; (4) The match of pore space with fissures nets gets to both gas reserves and output.

Key words: Mixed gas source; Carbonate reservoir; Origin of Gas reservoir; Jingbian Gasfield; Ordos Basin

Chen An Ding: male, Prof. Geologist. Add: Geological Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, 1 Wenhui Xi Rd., Yangzhou, Jiangsu, 225009 China