

文章编号: 1001 - 6112(2005)04 - 0399 - 05

渤海湾盆地陈家庄凸起浅层气成藏规律

李 敏, 赵 勇, 杨志伟

(胜利石油管理局 油气集输公司, 山东 东营 257000)

摘要: 陈家庄凸起位于沾化凹陷和东营凹陷之间。该区天然气具有双气源, 北部天然气主要来自渤南洼陷, 南部天然气主要来自利津洼陷。深部天然气沿断层向上运移, 形成古生新储型气藏。储集层主要由馆陶组辫状河沉积砂体和明化镇组曲流河沉积砂体组成; 发育有馆陶组、明化镇组两套盖层, 成藏和保存条件优越。浅层气的平面分布主要受构造背景和沉积相带控制, 馆陶组气藏以气顶气为主, 明化镇组气藏以气层气为主。浅层气纵向分布受地层砂泥比控制。

关键词: 浅层气; 储层; 盖层; 成藏规律; 陈家庄凸起; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

1 基本地质特征

陈家庄凸起位于渤海湾盆地沾化凹陷和东营凹陷之间, 基岩由太古界、古生界和中生界组成, 基岩面东高西低, 中间发育一断沟, 断沟中沉积了下第三系地层。凸起带顶部由馆陶组、明化镇组层层超覆形成大型披覆构造。凸起南部受陈南断层控制, 北部以多期不整合面与沾化凹陷相连, 勘探面积约 700 km²。

陈家庄地区油气勘探工作始于 20 世纪 60 年代。1973 年钻探陈 7 井, 发现馆陶组低产油流; 随后钻探陈 25、陈 27 井, 在馆陶组的油层测试中发现气层; 其后钻探陈 14、陈 33、陈 53 等井, 又发现了明化镇组气藏, 揭开了陈家庄地区天然气勘探的序幕。本区具备奥陶系、上第三系馆陶组和上第三系明化镇组 3 套含油气层系, 而天然气集中分布在上第三系馆陶组和明化镇组。截至目前, 共有 14 口探井获工业气流, 发现 3 个含气区。^[1]

2 气源条件

陈家庄凸起南部以陈南断裂带和东营凹陷相接, 北部与沾化凹陷呈超覆接触。东营及沾化凹陷下第三系为近海湖盆沉积, 厚度逾万米, 生油气岩系十分发育。其中, 沙四段上部和沙三段中下部为主要生油气岩系, 暗色泥岩及油页岩厚度 200 ~ 800 m, 有机质

含量丰富, 残余有机碳含量 1% ~ 4%。有机质演化程度较高, R_o 值一般介于 0.4% ~ 0.9% 之间, 有机质类型以腐泥型为主, 具有很好的生油气条件。下第三系生成的油气可以通过断层、不整合面等通道运移到浅层圈闭之中。陈家庄地区天然气组分, 以甲烷占绝对优势, 其含量一般大于 98%, 属于干气。从同位素、轻烃等各项指标的对比分析看, 浅层气与伴生气的匹配相关性极好, 说明浅层天然气有可能来自于液态烃运移过程中产生的油溶释放气。

据天然气碳同位素特征分析, 陈家庄地区南部和北部天然气具有不同特征。北部天然气的甲烷碳同位素 (¹³C₁) 比 - 50‰ 重, 乙烷的碳同位素 (¹³C₂) 比 - 30‰ 轻, 与渤南洼陷沙三段泥岩脱气和石油伴生气碳同位素数值相近, 由此推测北部天然气主要来自渤南洼陷; 南部天然气的甲烷碳同位素 (¹³C₁) 小于 - 50‰, 与利津洼陷沙三段石油伴生气碳同位素十分接近 (表 1), 推测陈家庄油田南部天然气主要来自利津洼陷。对比陈家庄凸起南、北部天然气碳同位素系列, 也可以发现陈家庄凸起南部的天然气碳同位素系列出现了倒置现象 (陈气 8、陈气 11); 而其北部的天然气碳同位素系列没有出现倒置。这也从另一个侧面反映出陈家庄凸起南、北部天然气来源和运移保存条件的差异。由此可以看出, 该区具有良好的双向气源条件。

根据济阳拗陷第三次天然气资源评价结果, 坨一胜—永断裂带及陈家庄凸起南缘, 目前已探明气层

收稿日期: 2004 - 11 - 05; 修订日期: 2005 - 06 - 21。

作者简介: 李 敏 (1956 -), 男 (汉族), 河北石家庄人, 硕士、高级工程师, 长期从事天然气地质、勘探科研和管理工作。

表 1 渤海湾盆地陈家庄凸起天然气碳同位素特征

Table 1 The carbon isotope features of the natural gases in the Chenjiazhuang salient, the Bohaiwan Basin

地区	井号	井深/m	层位	¹³ C ₁ , ‰	¹³ C ₂ , ‰	¹³ C ₃ , ‰	¹³ C ₄ , ‰	产状	
北部	渤南洼陷	义 37	3 121 ~ 3 127	Es ³	- 45.62	- 31.65	- 32.85	- 28.33	油溶气
		义 99 - 2	2 292 ~ 2 334	Es ³	- 48.39	- 33.14	- 31.27	- 29.80	气层气
	陈家庄凸起	陈 36	1 308.4 ~ 1 311.8	Ng	- 49.44	- 35.70	- 31.11	- 29.03	气层气
		陈 38	1 281.0 ~ 1 284.8	Ng	- 47.31	- 35.20	- 28.40	- 26.79	气层气
南部	陈家庄凸起	陈 7 - 1	1 267.5 ~ 1 281.9	Ng	- 46.08	- 35.24	- 28.51	- 27.63	气层气
		陈 7 - 2	1 298.0 ~ 1 303.8	Ng	- 47.46	- 33.73	- 27.00	- 25.95	气层气
	利津洼陷	永 80	2 016.4 ~ 2 021	Es ³	- 52.00	- 36.22	- 32.89	- 31.33	气层气
		牛 21	3 193 ~ 3 206.9	Es ³	- 53.42	- 34.92	- 31.53	- 29.43	油溶气
	陈家庄凸起	陈气 8	945.0 ~ 948.2	Nm	- 53.87	- 25.70	- 27.14	- 29.03	气层气
陈家庄凸起	陈气 11	935.0 ~ 942.0	Nm	- 52.92	- 20.08	- 33.11	- 18.49	气层气	
		陈 53	931.8 ~ 935.0	Nm	- 50.76	- 21.15		气层气	

气储量 $36.1 \times 10^8 \text{ m}^3$, 探明程度为 33%, 剩余资源量为 $74 \times 10^8 \text{ m}^3$; 孤岛凸起及陈家庄凸起北部, 目前已探明气层气储量 $96.09 \times 10^8 \text{ m}^3$, 探明程度为 69%, 剩余资源量为 $44 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。由此可见, 仅陈家庄凸起的天然气剩余资源量应在 $60 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上, 仍然具有巨大的勘探潜力。^[2-5]

3 运聚条件

陈家庄地区天然气运移始于东营组沉积之后, 大量运移发生在明化镇组沉积时期及第四纪, 其主要成藏期亦为这一时期(见图 1)。陈家庄凸起浅层天然气藏主要是“下生上储”型的次生气藏。深部的油气沿断层垂向运移和沿不整合面侧向运移, 是形成气藏的不可缺少的条件。

陈家庄凸起南部的陈南断裂带, 在浅层气藏的形成过程中起到了重要作用。陈南断层长期活动, 在气藏的形成过程中, 不仅提供了运移的通道, 而且影响了天然气从液态烃中的分离和聚集。断层不但可以将浅部的储集层与深部的烃源岩直接相连, 而且也可以连接深部的油藏。北部渤南凹陷的断层也起到类似的作用。

天然气的二次运移受气体势的控制, 运移时间晚于液态烃。当断层切过深部油藏时, 地层压力骤然下降, 天然气会不断地从石油中析出, 沿着断层向上运移, 形成纯气藏或气顶。在运移过程中相态的分异, 比在圈闭内部更加完全。其中甲烷气运移速度最快, 运移距离最远, 甚至可以连续气流的方式运移, 更容易在盆地边缘的凸起带、断裂带形成纯气藏。因此, 浅层气藏在盆地中的分布主要受断层控制。^[6,7]

在一般情形下, 断层活动所到达的层位就是油气运移到达的层位。陈南断层在明化镇组沉积末期才停止活动, 构造活动的减弱有效地减少了天然气的逸散, 这是在陈家庄凸起上形成浅层气藏的基本条件。

4 储层条件

陈家庄凸起储集层主要由馆陶组辫状河沉积砂体和明化镇组曲流河沉积砂体组成。

馆陶组储集层包括河流充填相砂体和河道边缘相砂体。储集层岩性以细砂岩、粉细砂岩以及粉砂

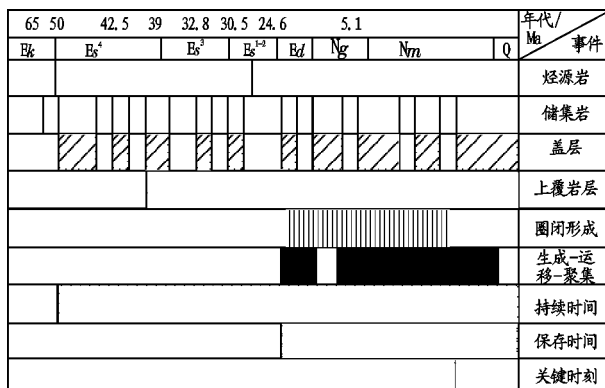


图 1 利津洼陷含油气系统事件图

Fig. 1 The map showing the petroleum system events in the Lijin depression, the Bohaiwan Basin

岩为主。由于河流相沉积的多变性、复杂性,不同相带上的砂岩体之间岩性、物性变化较大。^[8]

明化镇组顶部埋深约 300 m,底部埋深约 1 000 m,厚度 700 m,整个地区变化不大。明化镇组储集层包括河道充填、河道边缘、决口扇砂体和泛滥平原等亚相砂体。砂体埋藏浅,分布面积广,连通性好,压实程度弱,物性好。

通过该区 30 多口气井进行沉积相带划分,统计结果表明,储集层为河道充填亚相的占 54%,河道边缘亚相占 28%,泛滥平原亚相占 13%,废弃河道亚相占 5%,说明河道充填和河道边缘亚相砂体是该区天然气最有利的储集相带。

5 盖层条件

天然气盖层封闭性能的好坏是能否形成气藏并得以保存的重要条件之一^[9]。陈家庄地区浅层有馆陶组、明化镇组两套盖层。这两套盖层在成藏过程中所起的作用是不同的。

1) 馆上段盖层:通过多口气井盖层统计,直接盖层是紫红色泥岩和灰绿色泥岩,该套泥岩厚约 20 m,分布稳定,可以作为良好的局部盖层。

2) 明化镇组盖层:明化镇组泥岩在平面上覆盖整个陈家庄凸起,泥岩累积厚度一般为 400 m 左右,最厚达 600 m 以上,泥岩占地层总厚度的 75% 以上。在剖面上,泥岩主要发育在明化镇组中下部,泥岩单层厚度大,砂岩多呈薄层透镜状。根据岩芯岩屑统计资料,区内已有工业气层的直接盖层主要是棕红色、紫红色的河漫泥岩相;灰绿色、灰褐色泥岩可提供部分盖层。棕红色、紫红色泥岩岩性多以纯含膏泥岩为主,少部分含有粉砂质,属干旱气候下的曲流河漫滩沉积。这种泥岩占了总泥岩厚度的 80%~90%,其分布面积广,厚度大,是浅层天然气良好的区域性盖层。

6 气藏成藏规律

根据陈家庄地区目前所发现的多个浅层气藏,可以揭示该区浅层气藏的分布特征。

6.1 宏观构造背景控制浅层气的聚集

燕山运动以来,在张扭性应力场中翘倾运动作用下,东营凹陷与陈家庄凸起分割的陈南断层异常活跃,基底落差达 6 000~10 000 m,其形成时期是中生代末期—第三纪早期,直至晚第三纪末期才停止活动。由于它几乎切割了东营凹陷的所有油气源

层,因而是油气运移的主要通道。^[10]

另一方面,由于陈南大断层的长期活动,其上升盘的陈家庄凸起不断抬升遭受剥蚀,形成了前第三系基底的古鼻状构造背景。喜山运动后,断层活动减弱,上第三系及第四系地层覆盖其上,形成了有利的披覆构造形态,沿陈南断层发育大小不等的多个鼻状构造,这些正向构造成为油气运移的有利指向区。

从目前所发现的气藏来看,大多与这些局部构造有关,如陈家庄气田,盐家气田等。陈家庄气田所在的鼻状构造,“鼻梁”位于陈气 8—陈 16—陈 25 井一线,“鼻根”位于陈气 4—陈气 9—陈 15 井一带。从浅层气藏和油藏的纵向分布来看,从凸起北部陈 131 井的馆陶组气藏和油藏,向南到陈气 5、陈气 8 井一带发现了明化镇组气藏,油气藏的分布明显受构造背景的控制。

6.2 沉积相带控制气藏的富集

陈家庄凸起上的浅层气藏的平面分布是不均衡的,馆陶组气层主要分布在凸起的北部及北部斜坡带上,深度在 1 200 m 左右,明化镇组气层主要分布在凸起南部,深度一般为 800~900 m,气层的分布与沉积相带的展布有密切关系。

馆陶组沉积时期,河道相砂体主要分布在罗西古冲沟内。馆陶组河道是在罗西沟谷古地貌背景上继承性发育起来的,具有与罗西沟谷走向一致的优势走向,即北西走向。因此,尽管也属于曲流河沉积,但河道弯曲度较小,属于低弯度河流。河道弯曲度小,相应的河道砂体的横向连通性随之变好,这样油气在运移过程中所受阻力较小,所以能够作为油气输导层的优势也比较明显。

明化镇沉积时期地形平坦,河流相砂体主要分布在陈家庄凸起南部,砂体横向分布较广。天然气以储集层之间的横向运移为主,气藏分布面积大,但丰度系数较低,小于 1。气藏的纵向分布主要由地层的砂泥比控制,而砂泥比主要受沉积相带的控制。从陈气 21、陈气 8 等多口钻遇岩性气藏井的砂泥比统计分析,15%~20%的砂泥比易于形成岩性气藏。

平面上,河流相的河道亚相、决口扇亚相和废弃河道亚相是形成岩性气藏的有利部位。从该区的陈气 21—陈 26 剖面(图 2)上可以看出,陈气 21、陈 131 井明化镇组下部发现岩性气藏,而其东北部的陈 37、陈 26 井却无油气显示。通过分析发现陈 37、陈 26 井的明下段为洪泛平原亚相,储层不发育,而陈 131 井明下段位于河道亚相,砂泥比为 20%。

该区浅层为下粗上细的正旋回特征,馆下段岩性最粗,砂泥比大,可达 60%~80%,是油气横向运

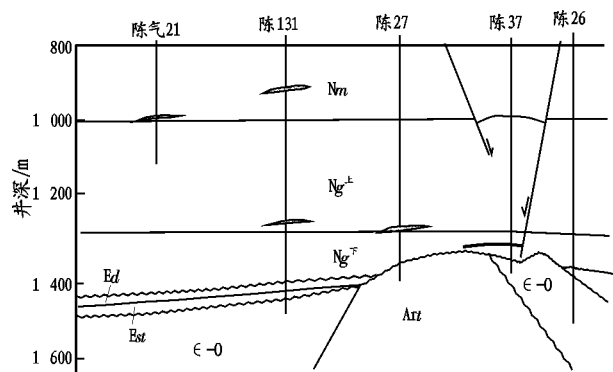


图 2 陈气 21—陈 26 气藏剖面

Fig. 2 The profile of Chenqi 21 - Chen 26 gas accumulation

移的疏导层,不易形成岩性油气藏。馆上段地层砂泥比较低,陈南地区为 20%~30%,陈北地区为 15%~20%。明化镇组下部地层砂泥比为 10%~20%,南部略高于北部。

6.3 浅层气藏基本上与稠油油藏共生

凡是有稠油油藏的地方,在其上方或上倾方向一般都有浅层天然气藏存在。

从气源分析可以看出,陈家庄凸起上的浅层气与浅层油同源,属油型气。它们原共生于同一油气藏中,但由于本区多次的构造运动,促使油气发生多次的分异、运移和聚集。随着运移深度变浅,温度、压力降低,油气的分异作用和氧化作用增强。液态烃因轻组分散失和遭受氧化等作用变得越来越稠,可在封盖条件一般的圈闭中形成稠油油藏;而与液态烃一起运移的原始气态烃及液态烃在运移过程中分离出来的次生气态烃,经过较长距离的运移,在封盖条件较好的圈闭中形成浅层气藏。从北向南,即从凸起较低部位到凸起高部位,所发现的烃类具有稠油—气顶气—气层气的分布规律。

从陈家庄北部的陈 27—陈 10 井南北向剖面图(图 3)上可以看出,来自渤南凹陷的油气,通过北部断层和输导层所组成的油气输导体系,向陈家庄凸起运移,在陈 10 井区一带受断层的遮挡形成构造—岩性油气藏。随着温压的降低,油气发生分异,在氧化和生物降解的共同作用下,形成了陈 38、陈 25 井的馆陶组稠油油藏和陈 27 井的气顶气藏(图 3)。由于气态烃远比液态烃活跃,分异出的天然气继续向凸起南部以及上部明化镇组运移,并在合适的圈闭成藏。

该区上第三系馆陶组主要为河流相砂岩夹泥岩沉积,砂岩呈厚层状,储层物性好;薄层泥岩可作局部盖层。明化镇组主要为河流—河漫相砂泥岩,砂

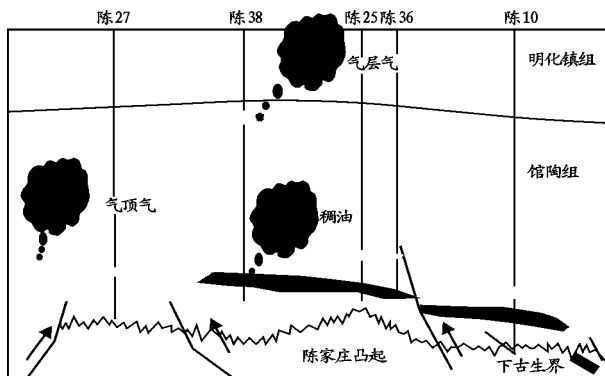


图 3 陈 27—陈 10 气藏剖面图

Fig. 3 The profile of Chen 27 - Chen 10 gas accumulation

岩主要呈透镜状,储层物性好;泥岩厚度较大,分布稳定,是良好的区域性盖层。这些给上述特殊共生油气藏的形成创造了有利条件。稠油油藏的发现,对浅层气的勘探具有一定的指向作用。当发现稠油油藏时,应当注意在其高部位附近可能存在气顶气或气层气藏。

7 结论

1) 陈家庄凸起浅层气具有双向气源的优越条件。长期活动的边界同生断层及不整合面是其重要的运移通道。

2) 含气层系为上第三系馆陶组和明化镇组,油气藏类型以河流相透镜状砂体构成的岩性气藏为主。明化镇组上部稳定分布的厚层泥岩构成了区域性盖层。明化镇组沉积后期至第四纪是主要成藏期。生、运、聚作用的合理时空匹配,是陈家庄凸起浅层气大量聚集的重要因素。

3) 浅层气的平面分布主要受构造背景和沉积相带的控制。馆陶组气藏以气顶气为主,主要分布在陈北的罗西古冲沟一带;明化镇组气藏以气层气为主,主要分布在陈南断层上升盘的陈南地区。

4) 浅层气的纵向分布受地层砂泥比的控制,15%~20%的砂泥比易于形成岩性气藏。

参考文献:

- 1 程有义,郭 瑾,宋来亮. 济阳凹陷浅层天然气勘探方向[J]. 天然气工业,1997,17(1):6~11
- 2 徐樟有,戴启德,狄明信等. 济阳凹陷上第三系储层特征及天然气藏形成条件分析[J]. 石油大学学报(自然科学版),1995,19(5):1~5
- 3 程有义,宋来亮,郭 瑾等. 济阳凹陷浅层天然气富集有利条件[J]. 石油勘探与开发,1995,22(6):16~19

- 4 罗佳强. 齐波规律在济阳拗陷最终探明储量预测中的应用[J]. 石油实验地质, 2003, 25(3): 318~320
- 5 刘惠民. 渤海湾盆地济阳拗陷第三系火成岩岩石化学特征及成因分析[J]. 石油实验地质, 2003, 25(4): 385~389
- 6 杨云岭, 韩文功. 天然气藏识别与预测技术[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 1996
- 7 傅家谟, 刘德汉. 天然气运移、储集与封盖条件[M]. 北京: 科学出版社, 1992
- 8 田景春, 李琦, 何建军等. 济阳拗陷馆陶组河流相砂体储集性及控制因素研究[J]. 矿物岩石, 1999, 19(4): 35~39
- 9 李学田, 张义刚. 天然气盖层质量的影响因素及盖层形成时间探讨——以济阳拗陷为例[J]. 石油实验地质, 1992, 14(3): 282~290
- 10 李丕龙, 翟庆龙, 荣启宏等. 东营凹陷中央背斜带油气运移聚集特征[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 64~66

FORMING OF GAS POOLS IN THE CHENJIAZHANG SALIENT, THE BOHAIWAN BASIN

Li Min, Zhao Yong, Yang Zhiwei

(Collection and Exportation Company, Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, China)

Abstract : The Chenjiazhuang salient is located between Zhanhua sag and Dongying sag . Oil and gas exploration there started in the 1960s . Up to now , a lot of natural gas accumulations are found . The natural gas in this area has two sources . They are from the Bonan depression and the Lijin depression . The deep natural gas migrates upward along faults , forming palaeo-generated -newly-stored type of gas accumulation . The reservoir is mainly composed of the braided channel sedimentary sand in Guantao formation and meandering river sedimentary sand in Minghuazhen formation . Moreover , the capping beds over Guantao formation and Minghuazhen formation have developed . The conditions forming gas accumulation are excellent . The plane distribution of the shallow gas in this area is mainly controlled by structural setting and sedimentary facies. The longitudinal distribution of the gas is mainly controlled by the ratio of sandstone to mudstone in formations. Exploration of natural gas in Chenjiazhuang area has a widely promising future .

Key words : shallow gas ; reservoir ; capping bed ; accumulation ; the Chenjiazhuang salient ; the Bohaiwan Basin

(Continued from page 398)

MARINE GAS HYDRATE RELATED TO VOLCANO-HYDROTHERMALISM

Zhao Hongwei^{1,2}, Gong Jianming^{3,4}, Chen Jianwen^{3,4}, Lee Youngjoo⁵

(1. Jilin University, Changchun, Jilin 130026, China; 2. China Geologic Survey Bureau, Beijing 100035, China; 3. Qingdao Institute of Marine Geology, Qingdao, Shandong 266071, China; 4. Ocean University of China, Qingdao, Shandong 266071, China; 5. Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources, Daejeon 305350, Korea)

Abstract : Hydrocarbon in gas hydrate mainly includes biogenic and thermogenic gases. However, with increasing understandings of gas hydrate, new evidences are coming to light that there exists inorganic gas hydrate related with volcano-hydrothermalism, which is discovered in ocean floor, subduction zone or extensional valley. Field investigations and laboratory simulation have manifested that, seabed serpentinization could generate inorganic gases. In fact, we have found gas hydrate related with volcano-hydrothermalism whose sediments have thin thickness and low organic carbon quantity. Therefore, inorganic gas hydrate deposits should be paid attention to in the future.

Key words : serpentinization ; volcano-hydrothermalism ; inorganic compound ; gas hydrate