

东濮凹陷北部地区 油气相态演化主控因素及充注模式

谈玉明¹, 蒋有录², 赵利杰², 慕小水¹, 徐田武¹

(1. 中国石化 中原油田分公司 勘探开发科学研究院, 河南 濮阳 457001;

2. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580)

摘要:以油气藏气油比统计、热压模拟实验等资料为基础,结合成藏条件分析,探讨了东濮凹陷北部地区油气相态分布及相态演化的主控因素,并建立了油气充注模式。研究表明,研究区由浅至深依次出现液态烃、含凝析油的气态烃和气态烃,但不同地区油气相态的分布区间、区分度及不同时期的充注特征均具有明显差异。油气相态演化主要受源岩有机质类型、生烃演化阶段与运聚过程中温压环境控制。深层天然气主要为原油裂解成气,中浅层天然气主要为油溶天然气出溶气。油气来源有“单洼单源”、“单洼多源”和“多洼多源”3 种类型,相应的相态演化有“早油相晚气相”、“早混相晚气相”、“侧向多期油相”和“垂向多期油相”4 种形式,从而造成不同洼陷的油气充注模式各具特色。

关键词: 油气相态; 烃类演化; 主控因素; 油气充注模式; 东濮凹陷

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Main controlling factors of phase evolution and charging pattern of hydrocarbons in northern Dongpu Sag

Tan Yuming¹, Jiang Youlu², Zhao Lijie², Mu Xiaoshui¹, Xu Tianwu¹

(1. Exploration & Development Research Institute, SINOPEC Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan 457001, China;

2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China)

Abstract: Base on statistics of gas oil ratios in reservoirs, thermal-pressure simulation experiments, and analysis of oil/gas accumulation conditions, the distribution and controlling factors of hydrocarbon phases in the northern Dongpu Sag were analyzed. From shallow to deep formations in the study area, liquid hydrocarbon, gaseous hydrocarbon containing gas condensate, and gaseous hydrocarbon were found in turn. The vertical distribution and dipartite degree of hydrocarbon phase varied among different regions, and the charging characteristics during different periods were distinctive. The evolution of hydrocarbon phase was controlled by the type of organic matter in the source rock, the thermal evolution degree of the source rock, and temperature-pressure environment of hydrocarbon migration and accumulation. In the deep formations, gases generated mainly form crude oil cracking. The majority of middle and shallow gas were evaporated from oils. There were three types of oil and gas source, including “single sag and single source”, “single sag and multiple sources”, and “multiple sags and multiple sources”, and the corresponding phase evolution patterns were defined as “early oil phase and late gas phase”, “early mixed phase and late oil phase”, and “horizontal oil phase in multiple stages”, “vertical oil phase in multiple stages”. These contributed to various oil and gas charging patterns in different sags.

Key words: hydrocarbon phase; hydrocarbon evolution; main controlling factors; hydrocarbon charging pattern; Dongpu Sag

1 地质背景及研究意义

东濮凹陷是渤海湾盆地西南部既富油又富气

的凹陷,油气资源集中分布于凹陷北部的古近系,宏观上由浅至深分别以油藏、油气藏及气藏为主^[1-6]。受断裂构造的控制作用明显,以北部的毛

岗—柳屯变换带和南部的白庙—高平集变换带为界,东濮凹陷北部地区划分为北区、中区和南区,各区带内分别发育濮卫、文留和桥白油气富集区(图1)。

受基地断裂控制,东濮凹陷形成了“两洼一隆一斜坡”的构造格局,自西向东依次发育西部斜坡带、海通集洼陷、中央隆起带和前梨园洼陷,受局部断层控制,在中央隆起带内部还发育濮卫次洼,上述洼陷是古近系烃源岩的主要分布区(图1)。

研究区古近系烃源岩主要为沙三段,濮卫和文留地区在烃源岩层段发育多套厚层盐岩层,是典型的盐湖相沉积。沙三中、下亚段烃源岩为东濮凹陷北部的的主力源岩,为不同相态类型油气资源的聚集提供了良好的物质基础^[7-8]。

烃类的组分、所处的温压环境是导致油气藏相态多样性的关键因素,不同有机质类型的烃源岩是控制不同相态油气生成的物质基础^[9-11],各演化阶段的生排烃相态不同;在油气运聚过程中所经历的温压环境的差异也可造成油气藏相态的多样性。高温高压生烃模拟实验和PVT相图是可信的判识油气相态的依据^[10-13]。研究区油气相态演化复杂,干酪根直接裂解生油或生气,亦或是部分早期生成的油藏在后期埋深进一步裂解成气,这一问题一直

困扰着地质工作者对东濮地区油气相态演化和充注模式的认识。因此在总结认识东濮北部油气相态分布及充注特征的基础上,开展油气相态演化主控因素及油气充注模式研究,具有重要的实际应用价值。

2 油气相态分布特征

不同相态油气藏原始气油比具有明显差异,通过收集整理研究区气油比数据,在对油气藏相态判识的基础上,主要针对濮卫、文留及桥白地区油气相态的垂向分布特征进行了系统分析。

濮卫、文留及桥白地区是东濮凹陷北部油气的主力富集区。整体上,各地区相态类型的展布规律一致,由浅至深分别为液态烃、含凝析油的气态烃和气态烃。但不同地区、不同相态油气藏的垂向展布特征具有一定差异:濮卫地区各种相态油气藏的垂向展布区间交叠严重、深度界限不明显,且各相态油气藏的底界深度相对较浅;桥白地区各相态油气藏在垂向上均匀分布、区分度高且底界深度深;文留地区各相态油气藏的垂向展布特征介于濮卫和桥白地区之间(图2)。

3 油气相态演化的主控因素

东濮北部油气相态复杂,其演化受多方面因素的制约,但主要与烃源岩有机质类型及生烃演化阶段和运聚过程中所经历的温压环境的差异有关。不同有机质类型的烃源岩是控制不同相态油气生成的物质基础,各演化阶段生排烃相态不同;运聚过程中,油气所经历的温压环境变化也对油气相态演化起到明显控制作用^[14-19]。

3.1 有机质类型及生烃演化阶段

烃源岩作为影响油气生成的物质基础,其母质类型是控制油气相态演化的关键因素。虽然整体变化规律一致,即生排油、气量从I型到III型逐渐降低,生油、气带依次变窄,但不同类型烃源岩生烃规模有明显差异^[20-22]。

沙三中和沙三下亚段作为东濮凹陷北部主力供烃层系,由于不同洼陷、不同构造带沉降及沉积的差异性,不同区带烃源岩有机质丰度及类型存在明显差异,东部洼陷及含盐区烃源岩有机质类型以II₁型为主,而西部洼陷及无盐区烃源岩有机质类型以II₂型为主。

通过东濮北部东洼含盐区(卫20井,2 290 m)与西洼无盐区(胡88井,1 455 m)湖相泥岩样品生排烃模式(图3)的对比分析可发现:(1)低演化阶段,烃源岩生排烃量少,含盐区和无盐区无明显差

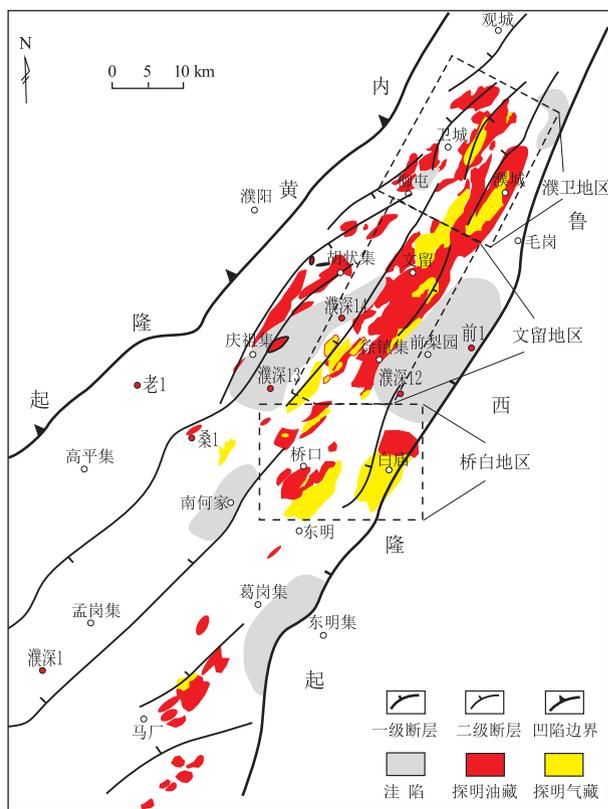


图1 东濮凹陷生烃洼陷及油气分布
Fig.1 Hydrocarbon generation areas and distribution of oil and gas in Dongpu Sag

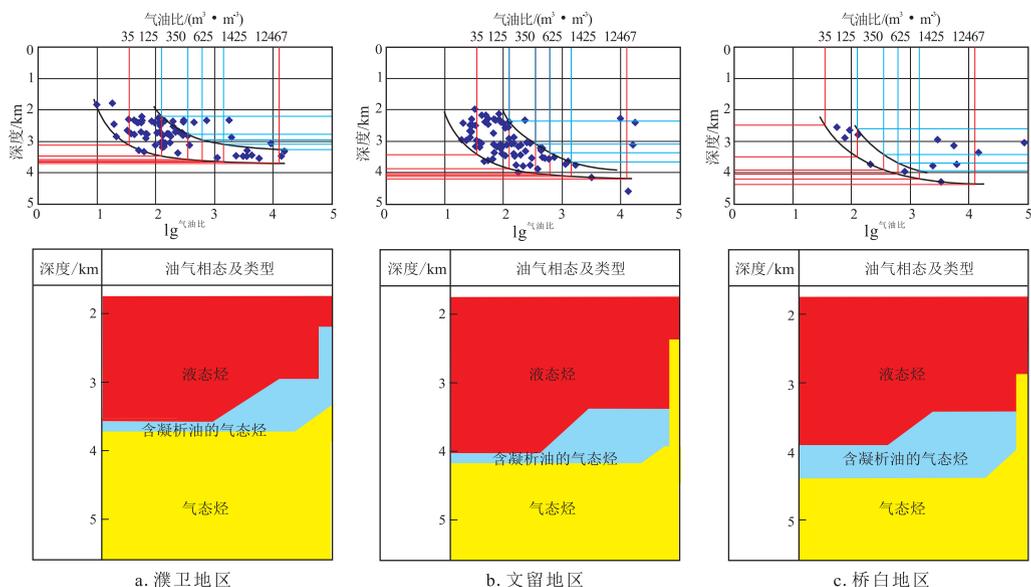


图 2 东濮凹陷北部不同地区气油比及相态垂向展布

Fig.2 Gas/oil ratio and vertical distribution of the phase state in different areas of northern Dongpu Sag

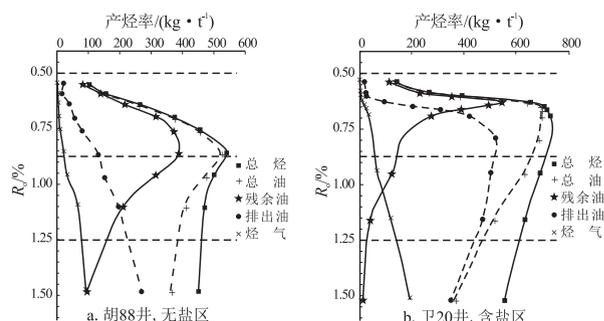


图 3 东濮凹陷北部含盐区与无盐区沙三段烃源岩生排烃模式

Fig.3 Hydrocarbon generation and expulsion model of the salt area and the no-salt area in the third member of Shahejie Formation in northern DongpuSag

异,均以源内吸附为主,排烃为辅;中高演化阶段,含盐区烃源岩生、排烃率明显高于无盐区,如在模拟温度 400 °C 时,胡 88 井(无盐区)样品总油、排出油和烃气产率分别为 405,195,67.32 kg/t,卫 20 井(含盐区)样品总油、排出油和烃气产率分别为 511.75,472.3,121.08 kg/t。(2) 烃源岩生排烃气产率随热演化程度增加逐渐升高,但含盐区烃气产率高于无盐区;烃源岩生排烃峰值所对应的 R_0 低于无盐区,如卫 20 井(含盐区)的样品在 R_0 介于 0.65%~0.9% 时达峰值,而胡 88 井(无盐区)样品在 R_0 为 0.85% 时才达到峰值。因此,含盐区油气产率均大于无盐区,且含盐区烃源岩生气所需的热演化程度低于无盐区。(3) 含盐区生排油效率高于无盐区,如卫 20 井(含盐区)样品在 $R_0 > 0.65%$ 之后,排出油产率便大于残余油产率,而胡 88 井

(无盐区)样品在 $R_0 > 1.15%$ 之后,排出油产率才大于残余油产率。

结合研究区烃源岩实测镜质体反射率和不同有机质类型烃源岩的生排烃特征发现,其产物可根据相态差异划分为油相型和气相型。以卫 20 井为例,东部的濮城—前梨园洼陷一侧烃源岩生排油效率高,且生排油相型和气相型阶段明显, R_0 小于 1.25% 以前为生排油相型阶段, R_0 大于 1.25% 以后为生排气相型阶段,且海通集洼陷中心一带沙三段烃源岩 R_0 接近 2.0%,濮卫洼陷中心及桥白地区深埋区沙三段烃源岩 R_0 在 1.4% 左右,东部其他地区沙三段烃源岩 R_0 则多小于 1.25%,从而为生排油相型和气相型提供了条件。以胡 88 井为例,柳屯—海通集洼陷一侧烃源岩生排油效率较低, R_0 在大于 1.15% 之后,排出油产率才大于残余油产率,且烃气产率亦不及卫 20 井样品,因此柳屯—海通集洼陷一侧烃源岩主要以生排油相型产物为主,仅在高成熟—过成熟阶段生排少量气相型产物。

3.2 运聚过程中温压环境对相态的影响

在运聚过程中,温压环境是制约油气相态演化的重要因素。由于沉降及构造演化特征各异,同一构造界面在不同构造单元具有不同的埋藏深度,加之地温梯度演化特征、盐岩发育与否、欠压实发育程度及烃源岩生排烃强度等不尽相同,导致不同深度范围内温压环境的差异。东濮北部深层具有高温(130 °C 以上)、高压(压力 40~45 MPa 以上,压力系数普遍大于 1.2)的特征,中浅层则以常温常压为特征。烃源岩生排烃产物经断层、砂体及不整

合等进入储层后,烃类组分在不同方式的运聚过程中温压条件变化不同,油气相态会发生不同规律的变化。随着温压条件的升高,原油不稳定性增强并伴随着原油逆蒸发成气和原油裂解成气的相态转变;随着温压条件的降低,油溶天然气出溶而发生气液分离,形成带气顶的油藏或带油环的气藏。

研究区盐岩和断层条件发育,盐岩发育区的油气主要表现为横向短距离运聚成藏,断层发育区的油气则多为纵向长距离运聚成藏^[23-25]。东濮北部古近系沙三段盐岩发育,由于其致密的岩性、良好的柔韧性和可塑性,从而为油气横向运聚成藏提供了良好的封隔条件。随着油气运移距离的增加,一方面储层颗粒表面和毛管吸附作用与孔隙水的溶解作用对油气组分的影响就越大;另一方面,油气运聚过程中温压条件的改变对油气相态分异也具有重要作用,从而影响油气成藏的相态。然而,由于同一层系在不同构造单元的埋深相差不大,变化幅度较小,且中浅层温压条件相对较低,因此温压条件对中浅层油气相态的演化没有明显影响;而随着埋深的逐渐增大,深层多具有高温高压的特征,早期横向近源运聚形成的油藏则多呈现出明显的不稳定性,以原油逆蒸发成气和原油裂解成气的方式发生油气相态的演化。

另外,研究区自西向东发育长垣—石家集—马寨、黄河—文留—卫城和兰聊3套断裂体系。各断裂体系在油气成藏期(东营组沉积期)均具有较强的活动性,文留和胡庆地区在东营组沉积期断距可达800~1 200 m,桥白地区最大也在600 m左右。因此在盐岩欠发育区,强烈的断层活动为油气纵向运聚成藏提供了客观条件。在以纵向运聚为主的成藏方式中,油气相态受温压条件的影响明显,当油气在断层垂向调节作用下运移至2 500~3 000 m甚至更浅的深度时,烃类体系便会因温压条件的降低,发生气液两相分离而形成不同相态的油气藏。

综上所述,烃源岩有机质类型及生烃演化阶段和不同运聚方式下所经历的温压环境是控制油气相态演化的主要因素。其中不同有机质类型的烃源岩是控制不同相态油气生成的物质基础,各演化阶段生排烃相态类型不同;运聚过程中,油气所经历的温压环境也是控制油气相态演化的重要机制。

4 油气充注序列与模式

4.1 不同时期油气充注序列

研究区油气在烃源岩生排和运聚的过程中,不同时期呈现出不同的相态特征。早期(距今27 Ma)

整体上以油相或油气混相充注为主,仅在浅层部分地区出现油溶天然气出溶作用下的气相充注;晚期则出现多相态充注的特征,其中深层以气相或油气混相充注为主,过渡深度段为油相充注,浅层同样出现油溶天然气出溶作用下的气相充注。

以濮卫地区为例(图4),结合构造演化史和油气在生排、运聚过程中的相态演化机制进行综合研究发现:东营组沉积末期,深层烃源岩初次生烃并达到生排常规油及挥发性油的阶段,以油相充注为主,浅层部分地区在油溶天然气出溶的作用下出现了气相充注;抬升剥蚀期生烃作用终止,已形成的油气藏埋深变浅,主要以中浅层油溶天然气出溶成气及原油稠化作用制约着油气相态演化及充注;新近纪末,因洼陷区沉积补偿厚度超过先期剥蚀厚度,烃源岩成熟度增大,发生二次生烃并进入生排挥发性油及凝析气的阶段,且早期形成的油藏在温压增大的情况下,满足了原油裂解成气的条件,局部地区温压未满足原油裂解条件但以逆蒸发成气的相态演化形式,形成带气顶或油环的凝析气藏,为深层晚期气相充注提供了条件。

4.2 油气充注模式

结合油气相态分布及与油气相态演化主控因素的研究,建立研究区不同构造单元的油气充注模式(图5)。

4.2.1 西部洼陷带

西部洼陷主要受Ⅱ₂型烃源岩的影响,在盐岩的垂向遮挡和断层的侧向封堵作用下,海通集洼陷东部斜坡带发育“单洼单源、侧向多期油相”的充注模式。西部洼陷面积明显小于东部洼陷,且除洼陷中心烃源岩处于生排气相阶段之外,大部分地区均处于生排油相及凝析油气相阶段,烃类主要以油藏或临界态油气藏的相态类型赋存于断层及盐岩遮挡形成的圈闭中。在胡庆一台阶和柳屯西部斜坡带,盐岩欠发育,且断层沟通沙三中及沙三下亚段烃源岩,发育“单洼多源、侧向多期油相”的充注模式,在烃源岩与温压的双重控制下,柳屯—海通集洼陷以生排油相及凝析油气相为主,油气在浮力作用下通过断层向斜坡带连续运移,多源供烃成因的油藏或临界态油气藏赋存于断层遮挡形成的构造—岩性或砂岩上倾尖灭圈闭中。

4.2.2 东部洼陷带

东部洼陷主要受Ⅱ₁型烃源岩的影响,在盐岩的垂向遮挡和断层的侧向封堵作用下,在远洼斜坡带(文东、濮城东翼及濮卫洼陷斜坡带)发育“单洼单源、早油相晚气相”的充注模式,烃源岩早期(东

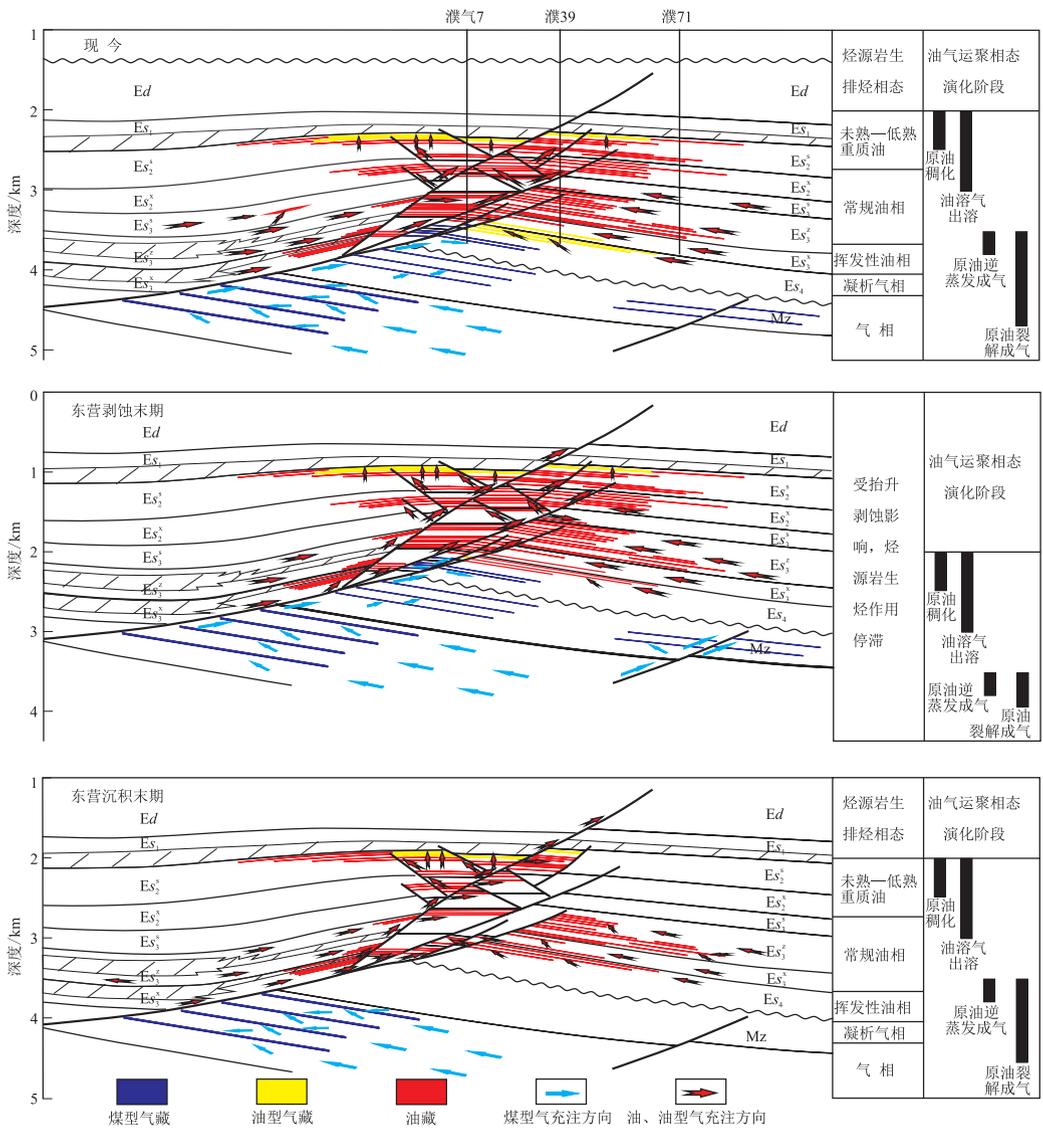


图 4 东濮凹陷濮卫地区不同相态油气充注序列

Fig.4 Hydrocarbon filling sequence of different phases in Puwei area of Dongpu Sag

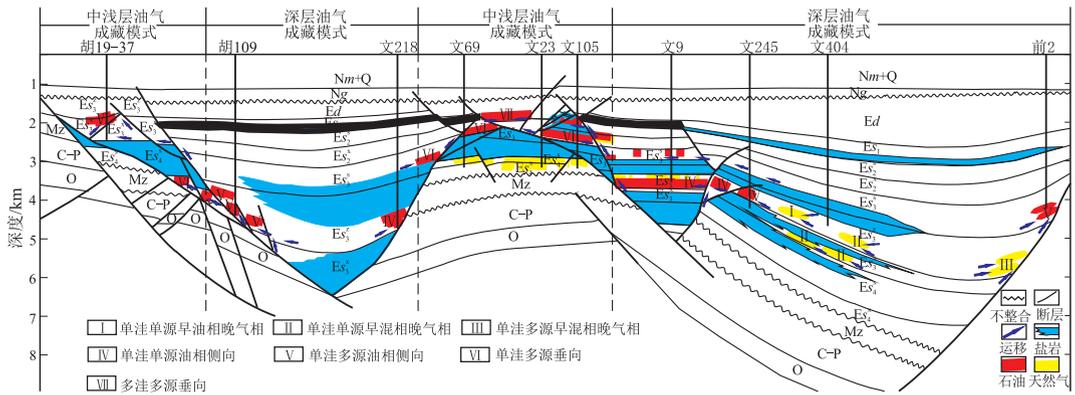


图 5 东濮凹陷北部地区油气充注模式

Fig.5 Oil and gas charging mode in northern Dongpu Sag

营期抬升剥蚀前)以生排油相为主,由洼陷经近洼斜坡带向远洼斜坡带运聚形成油藏,而后随着沉降量逐渐增大,早期油藏经受的温度逐渐升高至

130~150℃,甚至更高,致使原油裂解成气,且烃源岩晚期热演化程度高,以生排气相为主,干酪根裂解气与原油裂解气共同制约着晚期气相烃类的

运聚成藏。同样受盐岩的垂向遮挡和断层的侧向封堵作用影响,在洼陷及近洼斜坡带(前梨园洼陷、近前梨园洼陷斜坡带和桥白地区)发育“单注单源、早混相晚气相”的充注模式,烃源岩热演化程度相对较高,在东营期抬升剥蚀前以生排油气相为主。后期随着埋深加大,温压升高,烃源岩二次生烃并进入生排气相阶段。在洼陷及近洼斜坡带具有“近水楼台”优势,早期以中高热演化阶段的混相运聚为主,晚期则以高成熟或过成熟阶段的气相或原油裂解气相运聚为主。在前梨园洼陷东部陡坡带,盐岩欠发育,加之断层的垂向沟通作用,主要发育“单注多源、早混相晚气相”的充注模式。陡坡带离洼陷中心普遍较近,烃源岩热演化程度相对较高,在东营期抬升剥蚀前以生排油气混相为主,后期温度随着埋深加大而升高,烃源岩二次生烃并进入生排气相阶段。在断层和源内侧向通道的输导作用下,早期以中高热演化阶段的混相、晚期则以高成熟或过成熟阶段的气相或原油裂解气相,向断层遮挡的构造—岩性及砂岩上倾尖灭圈闭中运聚成藏。

4.2.3 中央隆起带及西部斜坡带

中央隆起带及西部斜坡带的二台阶和三台阶等构造高部位,普遍具有多层系(多源)供烃的特点,且相态以油相为主,但供烃洼陷可能为临近的单注或多注,断层垂向输导作用为主,侧向输导作用为辅,可概括为“单注多源、垂向多期油相”和“多注多源、垂向多期油相”的油气充注模式。以文留中央隆起带和濮卫隆起区(濮城、卫城和文明寨构造高部位)为代表,中浅层油气成藏模式具有如下特点:(1)供烃源岩层系由沙三中和沙三下亚段组成,供烃洼陷为临近的单一洼陷或周边多个洼陷;(2)油气主要在浮力作用下,以断层垂向运移、多期充注为特征;(3)烃类的生排和运聚相态以油相为主。

上述可见,东濮凹陷北部地区油气充注模式各异,洼陷带普遍具有临近的单一洼陷供烃的特点,但供烃层系和相态演化特征略有差异,可细分为“单注单源、早油相晚气相”、“单注单源、早混相晚气相”、“单注多源、早混相晚气相”、“单注单源、侧向多期油相”和“单注多源、侧向多期油相”5类充注模式。其中,东部前梨园洼陷一侧以前3种充注模式为主,西部海通集洼陷一侧以后2种充注模式为主。对于中央隆起带等构造高部位,主要发育“单注多源、垂向多期油相”和“多注多源、垂向多期油相”2类充注模式。

5 结论

(1)东濮凹陷北部地区不同时期油气相态分布特征不同:东营组沉积末期,油气主要相态为干酪根热解生成的油及伴生气;东营剥蚀末期,生烃作用停滞,主要以中浅层油溶天然气出溶、原油稠化作用影响的不同相态油气为主;新近纪末至第四纪,主要以二次生烃生成的原油裂解气及油气运聚过程中逆蒸发成气。

(2)烃源岩有机质类型、生烃演化阶段和温压环境是控制油气相态的主要因素,其中不同有机质类型的烃源岩是控制不同相态油气生成的物质基础,各演化阶段生排烃相态类型不同;油气所经历的温压环境差异较大,控制着油气相态变化。

(3)东濮凹陷北部地区油气受供烃层系和相态演化特征差异性的影响,不同地区油气的充注模式各异:西部洼陷带表现为“单注单源、侧向多期油相”、“单注多源、侧向多期油相”2种充注模式;东部洼陷带表现为“单注单源、早油相晚气相”、“单注单源、早混相晚气相”和“单注多源、早混相晚气相”3种充注模式;中央隆起带等构造高部位可概括为“单注多源、垂向多期油相”和“多注多源、垂向多期油相”2类充注模式。

参考文献:

- [1] 焦大庆,王德仁,武晓玲.东濮凹陷天然气成藏及富集规律[J].石油与天然气地质,2006,27(6):794-802.
Jiao Daqing, Wang Deren, Wu Xiaoling. Patterns of natural gas accumulation and enrichment in Dongpu Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 794-802.
- [2] 蒋有录,常振恒,鲁雪松,等.东濮凹陷古近系凝析气藏成因类型及其分布特征[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(5):28-34.
Jiang Youlu, Chang Zhenheng, Lu Xuesong, et al. Genetic types and distribution of Paleogene condensate gas pools in Dongpu Depression [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2008, 32(5): 28-34.
- [3] 郝建光,蒋有录,刘景东,等.东濮凹陷胡庆地区油气成藏期及成藏过程[J].断块油气田,2013,20(1):38-42.
Hao Jianguang, Jiang Youlu, Liu Jingdong, et al. Accumulation period and accumulation process of hydrocarbon in Huqing Area of Dongpu Depression [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(1): 38-42.
- [4] 赵利杰,蒋有录,李克成,等.东濮凹陷文留地区油气相态类型及分布规律[J].油气地质与采收率,2013,20(4):20-24.
Zhao Lijie, Jiang Youlu, Li Kecheng, et al. Distribution and phase type of hydrocarbon resources in Wenliu area, Dongpu depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(4): 20-24.
- [5] 徐春强,蒋有录,程奇,等.东濮凹陷濮卫洼陷油气成藏期分析[J].地球科学与环境学报,2010,32(3):257-262.
Xu Chunqiang, Jiang Youlu, Cheng Qi, et al. Study on the formation

- stages of oil-gas reservoirs in Puwei Sub sag, Dongpu Sag[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2010, 32(3): 257-262.
- [6] 高渐珍, 徐田武, 薛国刚, 等. 东濮凹陷沙一段自生油气藏成藏条件及成藏模式[J]. 断块油气田, 2013, 20(4): 417-421.
Gao Jianzhen, Xu Tianwu, Xue Guogang, et al. Accumulation condition and mode of autogeny hydrocarbon reservoir for the first member of Shahejie Formation in Dongpu Depression[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(4): 417-421.
- [7] 何锋, 靳广兴, 魏丽红. 东濮凹陷优质烃源岩研究意义[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2010, 32(4): 185-188.
He Feng, Jin Guangxin, Wei Lihong. The significance of high-potential source rocks in Dongpu Depression[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(4): 185-188.
- [8] 蒋有录, 卓勤功, 谈玉明, 等. 富油凹陷不同洼陷烃源岩的热演化及生烃特征差异性[J]. 石油实验地质, 2009, 31(5): 500-505.
Jiang Youlu, Zhuo Qingong, Tan Yuming, et al. Diversity in the thermal evolution and hydrocarbon generation of source rocks in different sub-depressions of rich oil depression[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(5): 500-505.
- [9] 周兴熙. 库车油气系统油气藏相态分布及其控制因素[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(3): 205-213.
Zhou Xingxi. The distribution and control factors of phase state of oil and gas pools in Kuqa petroleum system[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(3): 205-213.
- [10] 张水昌, 朱光有, 杨海军, 等. 塔里木盆地北部奥陶系油气相态及其成因分析[J]. 岩石学报, 2011, 27(8): 2447-2460.
Zhang Shuichang, Zhu Guangyou, Yang Haijun, et al. The phases of Ordovician hydrocarbon and their origin in the Tabei uplift, Tarim Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(8): 2447-2460.
- [11] 陈义才, 李延均, 张茂林. 应用热压模拟实验资料研究油气生成相态[J]. 西南石油学院学报, 1999, 21(4): 11-15.
Chen Yicai, Li Yanjun, Zhang Maolin. Research on hydrocarbon generation phase behavior by using the data of high temperature and pressure simulation experiment[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1999, 21(4): 11-15.
- [12] 包友书, 张林晔, 张守春, 等. 东营凹陷油气资源相态类型分布规律[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 530-535.
Bao Youshu, Zhang Linye, Zhang Shouchun, et al. Distribution of phase type of hydrocarbon resources in Dongying Depression[J]. Acta Petrologica Sinica, 2009, 30(4): 530-535.
- [13] 郜国喜, 袁士义, 宋文杰, 等. 超压凝析气藏的流体相态和物理性质[J]. 石油学报, 2004, 25(4): 71-74.
Gao Guoxi, Yuan Shiyi, Song Wenjie, et al. Phase behavior and properties of high pressure gas condensate[J]. Acta Petrologica Sinica, 2004, 25(4): 71-74.
- [14] 陈建渝, 曹树春, 曹忠祥, 等. 中国东部中、浅层气藏成藏动力学特征: 以济阳拗陷中、浅层气藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(1): 13-17.
Chen Jianyu, Cao Shuchun, Cao Zhongxiang, et al. Dynamics features of gas reservoir forming with shallow-middle depth in the east of China: taking gas reservoirs with shallow-middle depth of Jiyang Depression as an example[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2001, 8(1): 13-17.
- [15] 刘长林, 张茂林, 梅海燕, 等. 凝析气藏流体相态及其影响因素[J]. 新疆石油天然气, 2007, 3(3): 62-66.
Liu Changlin, Zhang Maolin, Mei Haiyan, et al. The phase behavior and characterization of condensate gas reservoir fluids and the affecting factors[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2007, 3(3): 62-66.
- [16] 秦胜飞, 潘文庆, 韩剑发, 等. 库车坳陷油气相态分布的不均一性及其控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 19-22.
Qin Shengfei, Pan Wenqing, Han Jianfa, et al. Inhomogeneity of oil and gas distribution and its controlling factors in Kuche Depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 19-22.
- [17] 刘丽, 任战利, 崔营滨, 等. 东濮凹陷现今地温场分布特征[J]. 地质科学, 2007, 42(4): 787-794.
Liu Li, Ren Zhanli, Cui Yingbin, et al. Distribution of present-day geothermal field in the Dongpu Sag[J]. Chinese Journal of Geology, 2007, 42(4): 787-794.
- [18] Barker C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(8): 1254-1261.
- [19] 刘静江, 刘池洋, 王震亮, 等. 另外一种类型的差异聚集作用: 油气的差异溶解作用[J]. 地学前缘, 2009, 16(5): 264-272.
Liu Jingjiang, Liu Chiyang, Wang Zhenliang, et al. Another type of oil and gas differential accumulation: Differential dissolution[J]. Earth Science Frontiers, 2009, 16(5): 264-272.
- [20] 秦建中. 中国烃源岩[M]. 北京: 科学出版社, 2005: 41-55.
Qin Jianzhong. Source rock in China[M]. Beijing: Science Press, 2005: 41-55.
- [21] 张林晔, 徐兴友, 刘庆, 等. 济阳拗陷古近系深层成烃与成藏[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 530-537.
Zhang Linye, Xu Xingyou, Liu Qing, et al. Hydrocarbon formation and accumulation of the deep Palaeogene of the Jiyang Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 530-537.
- [22] 秦建中, 申宝剑, 腾格尔, 等. 不同类型优质烃源岩生排油气模式[J]. 石油实验地质, 2013, 35(2): 179-186.
Qin Jianzhong, Shen Baojian, Tengge, et al. Hydrocarbon generation and expulsion pattern of different types of excellent source rocks[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(2): 179-186.
- [23] 许书堂, 杨玉娥, 张东霞, 等. 东濮凹陷深层气盖层封闭性及有效性研究[J]. 断块油气田, 2010, 17(3): 316-319.
Xu Shutang, Yang Yu'e, Zhang Dongxia, et al. Study on sealing capacity and effectiveness of deep gas cap rock in Dongpu Depression[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(3): 316-319.
- [24] 王瑞飞, 齐宏新, 吕新华, 等. 深层高压低渗砂岩储层可动流体赋存特征及控制因素: 以东濮凹陷文东沙三中油藏为例[J]. 石油实验地质, 2014, 36(1): 123-128.
Wang Ruifei, Qi Hongxin, Lü Xinhua, et al. Characteristics and controlling factors of movable fluid in deep-buried high-pressure and low-permeability sandstone reservoirs: A case study of middle section of 3rd member of Shahejie Formation in Wendong Oil Field, Dongpu Sag[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(1): 123-128.
- [25] 吴鲜, 窦莲, 龙胜祥, 等. 东濮凹陷沙三上盐间段湖相页岩油气成藏条件[J]. 特种油气藏, 2013, 20(4): 36-40.
Wu Xian, Kou Lian, Long Shengxiang, et al. Accumulation conditions for Lacustrine shale oil and gas of upper subunit of Es₃ acustrine in Dongpu depression[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(4): 36-40.