

塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏 综合分类及开发技术对策

丁志文,陈方方,谢恩,李世银,江杰,汪鹏

(中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院,新疆库尔勒841000)

摘要:塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏具有多储集空间类型、多流体相态变化及复杂水体类型等特征,且发育多期次油气藏,给研究区开发带来较大困难。通过对研究区奥陶系14个碳酸盐岩凝析气藏的储层、流体、天然能量和水驱共4个方面的特征进行分析和综合评价,划分出3种储集空间类型、3种流体类型、3种天然能量类型和3种水驱类型,综合划分为“洞穴型、裂缝-孔洞型、孔洞型”+“带油环、无油环中—高含凝析油、无油环低(微)含凝析油”+“天然能量充足、天然能量较充足、天然能量不充足”+“刚性水驱、弹性强水驱、弹性中水驱”共12种组合类型。针对综合分类结果,提出井位井型优化、天然能量合理利用和注水注气保压等开发技术对策,并取得了较好的开发效果。

关键词:碳酸盐岩凝析气藏 综合分类 相态 开发技术对策 奥陶系 塔中

中图分类号:TE344

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)05-0084-09

Comprehensive classification and development strategies of Ordovician carbonate condensate gas reservoirs in Tazhong M area

Ding Zhiwen, Chen Fangfang, Xie En, Li Shiyin, Jiang Jie, Wang Peng

(Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China)

Abstract: The multi-stage Ordovician carbonate condensate gas reservoir in Tazhong M area has the characteristics of multi-type of reservoir spaces, multi-phase fluids and multi-type of water, which brings great difficulty to development. The characteristics of reservoirs, fluid, natural energy and water drive of 14 Ordovician carbonate condensate gas reservoirs were analyzed and evaluated comprehensively. Three types of reservoir spaces, three types of fluids, three types of natural energy and three types of water drive were classified, which respectively include “caves type, fracture-vug type, vug type”, “reservoir with oil rim, mid-high condensate oil without oil rim, low (minor) condensate oil without oil rim”, “sufficient natural energy, less sufficient natural energy, insufficient natural energy” and “rigid water drive, elastic strong water drive, elastic medium water drive”. On this basis, twelve combination types were classified comprehensively. Based on the comprehensive classification results, well location and well pattern optimization, rational utilization of natural energy, pressure maintaining by water injection and gas injection and other strategies were proposed to achieve good results.

Key words: carbonate rock; condensate gas reservoirs; comprehensive classification; phase; development strategy; Ordovician; Tazhong

塔中古隆起海相碳酸盐岩凝析气藏具有沉积时代老、埋藏深、规模大等特征。其发育奥陶系古老礁滩体、内幕不整合及深层白云岩等碳酸盐岩储

集体,储集空间类型复杂多样;油藏内部流体的平面和纵向分布不均衡、相态变化复杂,以凝析气藏为主,局部发育油藏、挥发性油藏等;且油藏天然能

收稿日期:2017-05-12。

作者简介:丁志文(1988—),男,湖北麻城人,助理工程师,硕士,从事碳酸盐岩油气藏的开发研究工作。联系电话:17767661880, E-mail: dingzw-tlm@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05004-004)。

量分布不均,地下水体成因类型多样,无统一油水(或气水)界面,水体能量大小各异^[1]。目前对于塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏储层的判别技术、流体相态开发动态变化、天然能量及水驱特征的研究相对较少,且大多是从单一角度论述,鲜有结合动、静态资料进行综合评价^[2-4]。为此,笔者尝试对塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏的判别技术、流体相态开发动态变化、天然能量及水驱特征进行综合分析,揭示其与开发动态的内在联系,进而建立井位井型优化、天然能量合理利用、注水注气保压等提高凝析气田开发效益的关键技术,以期为塔中奥陶系碳酸盐岩凝析气藏的高效开发提供理论与技术支持。

1 气藏综合分类

综合地震、钻井、录井、测井、酸压、试井及试采等动、静态响应特征,将塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏按照储集空间类型划分为洞穴型、孔洞型和裂缝-孔洞型3种。根据凝析油含量及流体相态分析结果,将研究区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏分为带油环凝析气藏、无油环中一高含凝析油凝析气藏和无油环低(微)含凝析油凝析气藏3类。通过计算单位压降产气(油)量和水驱指数,将研究区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏分为天然能量充足、天然能量较充足和天然能量不充足3类,水驱类型分为刚性水驱、弹性强水驱和弹性中水驱3类。综合储集空间类型、流体相态、天然能量和水驱特征4种分类结果,将塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏划分为“洞穴型、裂缝-孔洞型、孔洞型”+“带油环、无油环中一高含凝析油、无油环低(微)含凝析油”+“天然能量充足、天然能量较充足、天然能量不充足”+“刚性水驱、弹性强水驱、弹性中水驱”共12种组合类型。

1.1 储集空间类型及特征

塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏主要发育礁滩复合体和层间岩溶2大类储层。礁滩复合体主要分布于塔中古隆起上奥陶统良里塔格组,主要由骨架礁、灰泥丘及颗粒滩等构成,储集空间类型以大型溶洞、溶蚀孔洞、粒内及粒间溶孔为主^[5-6];层间岩溶主要分布于塔中古隆起下奥陶统鹰山组,且由于多成因、多期次岩溶叠合,形成规模较大的缝洞单元或缝洞系统^[7]。

塔中M区奥陶系碳酸盐岩储层孔、洞、缝均较发育,其中孔、洞为主要储集空间,缝为主要渗流通道。受热液岩溶作用和层间不整合岩溶作用的控

制,塔中M区下奥陶统鹰山组碳酸盐岩储层的溶洞十分发育,且大型溶洞多被充填,中、小型溶洞则保存较好,成为有效的储集空间(图1a,1b)。研究区奥陶系碳酸盐岩储层的孔、洞形态各异,有蜂窝状、串珠状等,未一全充填,充填物多为方解石和泥质,有时可见热液成因的萤石、天青石等。岩心及铸体薄片观察可知,塔中M区下奥陶统微观储集空间类型主要有粒内溶孔、铸模孔、粒间溶孔、晶间溶孔和微裂缝(图1c,1d,1e,1f);且受多期断裂活动、古岩溶作用和压溶作用影响,构造缝、溶蚀缝和成岩缝也十分发育(图1c,1f)。根据储集空间类型,可将塔中M区下奥陶统鹰山组碳酸盐岩储层分为洞穴型、孔洞型和裂缝-孔洞型3类(表1)。

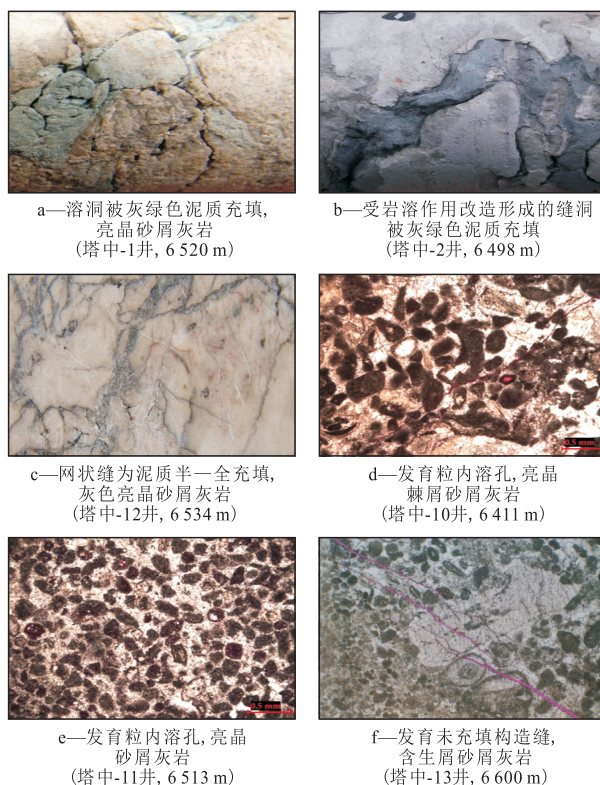


图1 塔中M区下奥陶统鹰山组碳酸盐岩岩心及铸体薄片照片

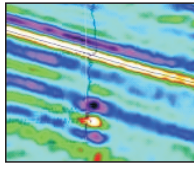
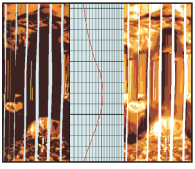
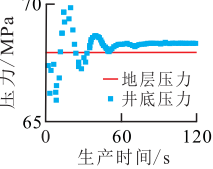
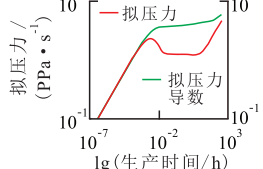
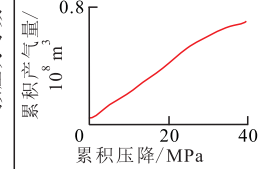
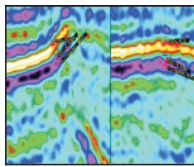
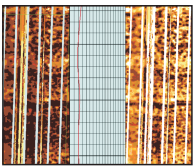
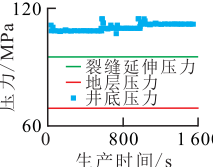
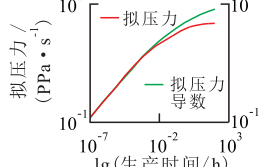
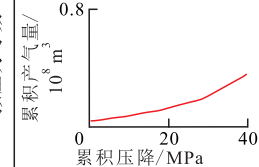
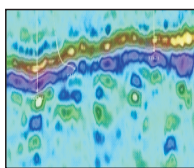
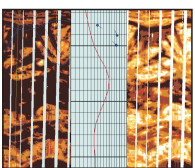
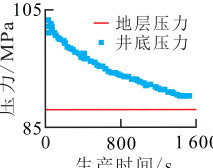
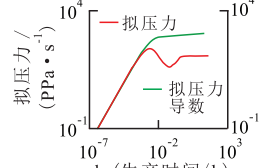
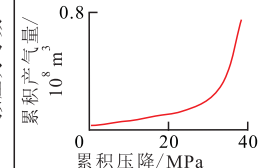
Fig.1 Photos of carbonate cores and casting thin sections in the Yingshan Formation of Lower Ordovician, Tazhong M area

1.1.1 洞穴型储层

洞穴型储层的储集空间以大型洞穴(直径大于100 mm)为主,是油气产出的主要储集空间类型。该类型储层在钻、录井过程中常会出现钻井液漏失、放空、钻时加快或岩屑返出量明显减少等工程异常现象,测井响应特征表现为低电阻率、高声波时差以及FMI成像显示为黑色条纹,地震剖面表现为明显的串珠状反射特征;酸压施工曲线显示出酸压停泵后井底压力与地层压力基本一致,压差一般

表1 塔中M区下奥陶统鹰山组碳酸盐岩不同储集空间类型特征

Table1 Characteristic of different carbonate reservoir spaces in the Yingshan Formation of Lower Ordovician, Tazhong M area

储集空间类型	地震剖面	成像测井	酸压施工曲线	试井曲线	生产指示曲线
洞穴型					
孔洞型					
裂缝-孔洞型					

小于10 MPa;洞穴型储层的井筒储集系数较大(一般大于 $5 \text{ m}^3/\text{MPa}$),试井曲线呈高渗视均质或复合状;生产指示曲线显示,生产早期的累积产气量与累积压降的关系曲线表现为近似单一斜率的直线关系(表1)。

1.1.2 孔洞型储层

孔洞型储层的储集空间主要是由原生孔隙经溶蚀改造形成的溶孔、细洞(直径小于100 mm)构成,裂缝不发育。孔洞型储层在钻井过程中无明显的钻、录井工程异常现象;在完井酸压(酸化)改造停泵后的井底压力远高于地层压力,且停泵压力曲线呈水平直线;测井响应特征表现为FMI成像一般呈不规则暗色斑点状分布;生产指示曲线显示,累积产气量与累积压降的关系曲线呈尾部上翘形态(表1)。

1.1.3 裂缝-孔洞型储层

裂缝-孔洞型储层不但孔洞发育,且裂缝也发育;孔洞是其主要的储集空间,裂缝主要起连通和渗流作用,也具有一定的储集作用。裂缝-孔洞型储层在钻井过程中无明显的钻、录井工程异常现象;在完井酸压(酸化)改造停泵后,停泵压力曲线缓慢下降,渗流特征明显,停泵后的井底压力高于地层压力;测井响应特征表现为FMI成像显示局部形成串珠状溶孔,沿正弦曲线分布大小不一且形状不规则的暗斑;试井解释结果表明,裂缝-孔洞型储层的井筒储集系数远小于 $5 \text{ m}^3/\text{MPa}$,且具有双孔介质特征;生产指示曲线显示,累积产气量与累积压

降的关系曲线仍表现为单一斜率的直线,但其斜率较小,即累积压降大、累积产气量低(表1)。

综合地震、钻井、录井、测井等静态特征以及酸压改造、试井、试采等动态特征(表1),对塔中M区奥陶系14个碳酸盐岩凝析气藏进行储层分类及评价,结果表明,研究区发育洞穴型、裂缝-孔洞型及孔洞型储层的凝析气藏占有凝析气藏的比例分别为64.3%,28.6%和7.1%,以发育洞穴型储层的凝析气藏为主。

1.2 流体相态类型及特征

塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏为典型的超深、高温高压、海相碳酸盐岩凝析气藏。埋藏史、构造史和热演化史研究结果表明,研究区具有加里东、海西和喜马拉雅运动3期油气充注、成藏过程。在喜马拉雅晚期,来自寒武系烃源岩的原油裂解气,以走滑断裂为输导格架对奥陶系古油藏进行气侵,发生反凝析作用,形成高蜡凝析气藏(群)^[8-9]。

研究区凝析油总体为低密度、低粘度、低—中含硫、低凝固点、高含蜡、不含—低(微)含胶质和沥青质。其地面原油密度为 $0.745 2 \sim 0.859 1 \text{ g/cm}^3$,平均为 $0.792 5 \text{ g/cm}^3$;地面原油粘度为 $0.521 6 \sim 7.954 0 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,平均为 $1.340 7 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;凝固点为 $-30 \sim 14 \text{ }^\circ\text{C}$,平均为 $-8.01 \text{ }^\circ\text{C}$;含硫量为 $0 \sim 0.73\%$,平均为 0.38% ;含蜡量为 $0.4\% \sim 16.7\%$,平均为 7.35% ;胶质和沥青质含量为 $0 \sim 10.2\%$,平均为 0.58% 。天然气相对密度为 $0.601 5 \sim 0.868 4$,平均为 $0.672 3$;甲烷含量为 $66.9\% \sim 94.2\%$,平均为

85.82%;乙烷以上的重烃含量为1.31%~17.01%,平均为6.53%;氮气含量为0.02%~14.7%,平均为2.63%;二氧化碳含量为0.12%~21.2%,平均为4.21%。

由于受多期油气成藏、走滑断裂分割、气体侵入方向各异以及储层非均质性等的综合影响,塔中奥陶系碳酸盐岩凝析气藏的流体分布复杂、相态类型多样^[10]。根据凝析油含量及其在地层条件下的赋存状态,可以将塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏分为带油环凝析气藏、无油环中一高含凝析油凝析气藏和无油环低(微)含凝析油凝析气藏3类(图2),且这3种类型在研究区凝析气藏中的比例分别

为57.1%,35.7%和7.2%。

1.2.1 带油环凝析气藏

带油环凝析气藏在地层条件下为带油环的饱和凝析气藏,其地层压力为露点压力,投产即产生反凝析现象;研究区该类凝析气藏的凝析油含量为305.66~748.10 g/m³,平均为464.40 g/m³。带油环凝析气藏在生产过程中具有明显的反凝析和底油流动2个阶段;生产气油比先上升后降低,如果参与流动的底油规模较大,后期生产气油比则表现为常规油藏特征。从相包络线可以看出,随着开发的进行,轻组分减少、重组分增加,由凝析气逐渐过渡为原油(图2a)。

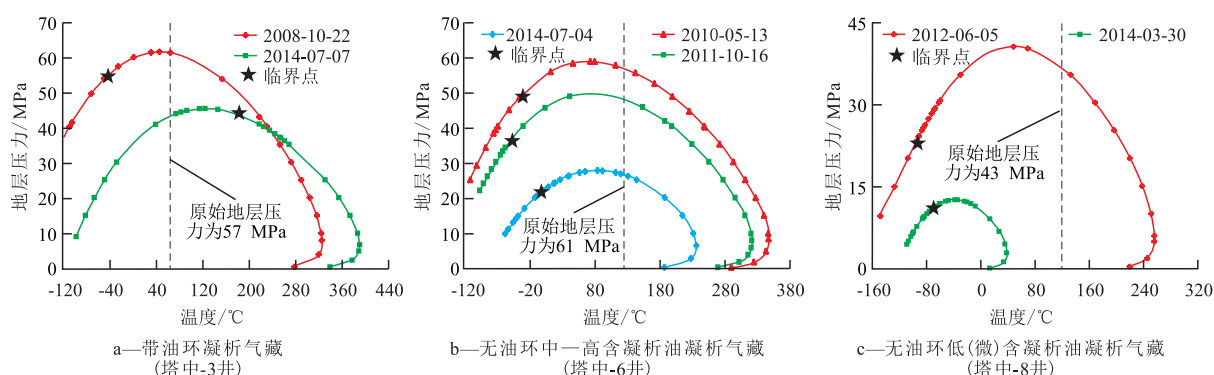


图2 不同类型凝析气藏在不同生产时期的相包络线叠合曲线

Fig.2 Envelope curves of different types of condensate gas reservoirs at different development stages

1.2.2 无油环中一高含凝析油凝析气藏

无油环中一高含凝析油凝析气藏具有一定的地露压差。研究区该类气藏的地露压差为1.58~18.17 MPa,平均为13.14 MPa;凝析油含量为176.29~301.33 g/m³,平均为233.42 g/m³。该类气藏在原始地层条件下为单相气态,当地层压力衰竭至露点压力时,开始有凝析油析出;由于该类油藏凝析油含量较高,随着大量凝析油的积累,当凝析油饱和度达到临界流动饱和度时,便开始参与流动。其相包络线表现为逐渐收缩,临界点先向左移动后向右移动,反映出凝析气藏先发生反凝析、后凝析油流动的动态变化过程(图2b);且该类气藏的生产气油比在发生反凝析前保持相对稳定,反凝析时升高,当凝析油开始流动时又逐渐降低。

1.2.3 无油环低(微)含凝析油凝析气藏

无油环低(微)含凝析油凝析气藏具有较高的地露压差,凝析油含量较低。研究区该类气藏的平均地露压差为18.21 MPa,平均凝析油含量为66.70 g/m³,在开发过程中反凝析作用微弱,凝析油析出量较少且尚未达到凝析油临界流动饱和度,因此试采期间基本不会出现凝析油流动阶段。其相包络线

显示,由于地层等温压降线远离临界点,随着气藏的开发,相包络线逐渐收缩,由凝析气藏逐渐过渡为干气气藏,且气油比一直处于上升趋势(图2c)。

1.3 天然能量、水驱类型及特征

目前塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏的天然能量主要由凝析气弹性膨胀能和天然水驱动能组成,而束缚水和岩石弹性膨胀能则相对较弱(图3)。在各种驱动能量中,凝析气弹性膨胀能和天然水驱动能的变化此消彼长,可以用驱动指数来衡量不同驱动能量的大小。凝析气弹性膨胀驱动指数的计算公式为

$$GDI = \frac{(B_g - B_{gi})G}{G_p B_g + W_p B_w} \quad (1)$$

束缚水和岩石弹性膨胀驱动指数的计算公式为

$$SDI = \frac{B_{gi} G S_{wi} C_w + B_{gi} G C_f}{(G_p B_g + W_p B_w)(1 - S_{wi})} (p_i - p) \quad (2)$$

天然水驱动指数的计算公式^[11-15]为

$$WDI = \frac{W_e}{G_p B_g + W_p B_w} \quad (3)$$

利用单位压降采气(油)量统计分析方法对研

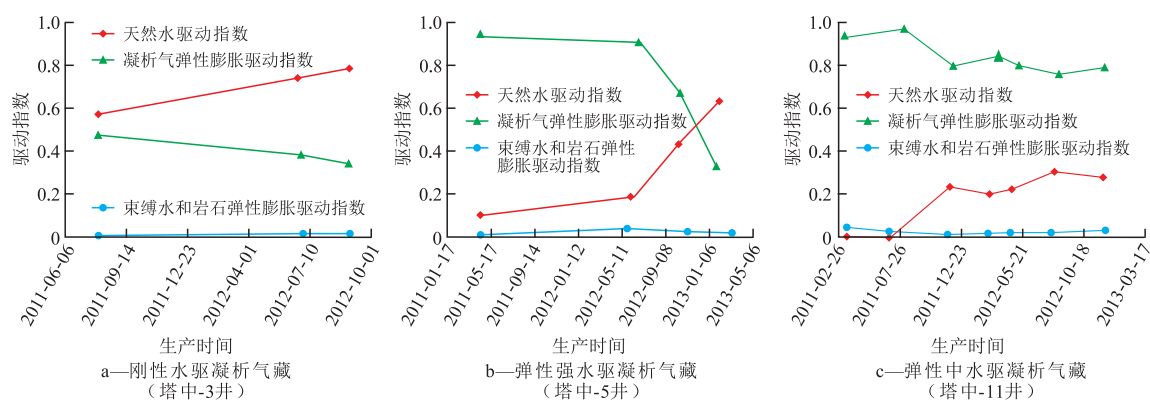


图3 不同天然能量凝析气藏驱动指数变化特征

Fig.3 Variation characteristic of drive index in condensate gas reservoirs with different natural energies

究区碳酸盐岩凝析气藏进行天然能量评价,建立研究区凝析气藏天然能量划分标准:单井单位压降采气量大于等于 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 或单位压降采油量大于等于 $300 \text{ t}/\text{MPa}$ 时,气藏天然能量充足;单井单位压降采气量为 $50 \times 10^4 \sim 100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 或单位压降采油量为 $150 \sim 300 \text{ t}/\text{MPa}$ 时,气藏天然能量较充足;单井单位压降采气量小于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 或单位压降采油量小于 $150 \text{ t}/\text{MPa}$ 时,气藏天然能量不足。

对塔中M区奥陶系14个碳酸盐岩凝析气藏进行天然能量评价,结果表明,研究区单位压降采气量为 $28 \times 10^4 \sim 579 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$,平均为 $134 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。天然能量充足、天然能量较充足和天然能量不充足的凝析气藏占研究区奥陶系14个碳酸盐岩凝析气藏的比例分别为57.2%,21.4%和21.4%,因此,塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏以天然能量充足和天然能量较充足为主。研究区天然能量充足的凝析气藏油压下降较为缓慢,自喷周期较长,而天然能量不充足的凝析气藏油压和产量递减均较快。对于边底水活跃的凝析气藏,由于水体的供给,则会导致油压的下降速度减缓。

塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏的天然水驱指数为0.14~0.73,平均为0.42。根据天然水驱指数对研究区凝析气藏进行划分,水驱指数小于0.1为弹性弱水驱凝析气藏,水驱指数为0.1~0.3为弹性中水驱凝析气藏,水驱指数为0.3~0.6为弹性强水驱凝析气藏,水驱指数大于0.6为刚性水驱凝析气藏。由塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏的统计结果可知,刚性水驱、弹性强水驱和弹性中水驱凝析气藏占研究区14个碳酸盐岩凝析气藏的比例分别为21.4%,35.7%和42.9%,以弹性中水驱凝析气藏为主。

凝析气弹性膨胀驱动指数、束缚水和岩石弹性膨胀驱动指数和天然水驱动指数三者之和为1,随

着开发进程的变化,三者之间的关系也发生动态变化(图3)。

对于刚性水驱凝析气藏,在开发初期即表现出较强的水侵效果。在该类凝析气藏的生产过程中,气井出水量较多,综合含水率迅速升高,甚至发生暴性水淹。刚性水驱凝析气藏通常边、底水比较活跃,气井出水一般都发生在气藏生产的中、后期,其出水也往往具有一定的区域性,通常会伴随有邻井的大量出水;且由于边、底水的水源一般较为充足,其出水量呈持续稳定上升且波动较小。

对于弹性强水驱凝析气藏,在开发初期水侵效果不明显,主要依靠凝析气弹性膨胀能开采;在开发中、后期水体侵入,凝析气弹性膨胀能衰竭,水体能量增强,水侵效果明显。该类凝析气藏通常以断裂沟通深层底水为主,由于塔中地区缝洞、断裂发育,深层底水沿着断裂突入井底,一般表现为暴性水淹,产水量较大且持续稳定上升。

对于弹性中水驱凝析气藏,在整个开发过程中以凝析气弹性膨胀能为主导作用,水驱效果不明显,在生产过程中气井间歇性出水或者不出水。该类凝析气藏的水源一般为存在于地层间的封存水,油气成藏时部分小型缝洞体内的地层水未全部被油气排出,在缝洞体内形成残留水。弹性水驱凝析气藏最典型的生产特征是单井生产初期或中、后期见水,综合含水率较小,且单井压力、产气量、综合含水率均呈波动变化。

通过对储层、流体、天然能量和水驱特征4个方面的综合评价,将塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏划分为洞穴型+带油环+天然能量充足+弹性中水驱、洞穴型+带油环+天然能量充足+弹性强水驱、洞穴型+带油环+天然能量充足+刚性水驱、洞穴型+带油环+天然能量不足+弹性中水驱、洞穴型+无油环中一高含凝析油+天然能量充足+弹性强水驱、洞穴

型+无油环中—高含凝析油+天然能量较充足+刚性水驱、洞穴型+无油环低(微)含凝析油+天然能量不充足+弹性中水驱、洞穴型+无油环中—高含凝析油+天然能量不充足+弹性强水驱、裂缝—孔洞型+带油环+天然能量充足+弹性中水驱、裂缝—孔洞型+带油环+天然能量充足+弹性强水驱、裂缝—孔洞型+无油环中—高含凝析油+天然能量较充足+弹性中水驱、孔洞型+带油环+天然能量较充足+弹性中水驱共12种组合类型(表2),以洞穴型+无油环中—高含凝析油+天然能量充足+弹性中水驱凝析气藏为主。

表2 塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏综合分类结果						
Table2 Results of comprehensive classification of Ordovician carbonate condensate gas reservoirs in Tazhong M area						
井号	凝析油含量/(g·m ⁻³)	单位压降产气量/(10 ⁴ m ³ ·MPa ⁻¹)	水驱指数	单位压降产油量/(t·MPa ⁻¹)	综合分类结果	技术对策
塔中-1	748.1	71	0.28	542	洞穴型+带油环+天然能量充足+弹性中水驱	直井+控制生产压差+后期注水
塔中-4	451.6	178	0.56	312	洞穴型+带油环+天然能量充足+弹性强水驱	直井+控制生产压差+后期注水
塔中-3	386.9	579	0.73	2491	洞穴型+带油环+天然能量充足+刚性水驱	水平井+控制生产压差+中期注气
塔中-2	305.6	38	0.19	146	洞穴型+带油环+天然能量不足+弹性中水驱	水平井+控制生产压差+中期注气
塔中-5	259.9	156	0.51	300	洞穴型+无油环中—高含凝析油+天然能量充足+弹性强水驱	水平井+控制生产压差+早期注气
塔中-7	234.5	64	0.6	230	洞穴型+无油环中—高含凝析油+天然能量较充足+刚性水驱	直井+控制生产压差+后期注水
塔中-8	66.9	28	0.14	56	洞穴型+无油环低(微)含凝析油+天然能量不充足+弹性中水驱	直井+控制生产压差+后期注水
塔中-9	176.2	48	0.41	136	洞穴型+无油环中—高含凝析油+天然能量不充足+弹性强水驱	斜井+控制生产压差+后期注水
塔中-10	376.1	111	0.64	342	裂缝—孔洞型+带油环+天然能量充足+弹性中水驱	直井+控制生产压差+后期注水
塔中-12	709.9	132	0.54	365	裂缝—孔洞型+带油环+天然能量充足+弹性强水驱	直井+控制生产压差+后期注水
塔中-13	195.0	83	0.15	213	裂缝—孔洞型+无油环中—高含凝析油+天然能量较充足+弹性中水驱	直井+衰竭式开发
塔中-14	381.9	76	0.23	283	孔洞型+带油环+天然能量较充足+弹性中水驱	直井+控制生产压差+后期注水

2 开发技术对策

2.1 井位井型优化

塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏为层间岩溶型准层状大型凝析气藏,其储层叠置连片发育,油气分布具有整体含油气、局部富集的特点;且油、气、水分布不受局部构造控制,勘探开发过程中往往是通过寻找优质储层来寻找油气^[16]。由于研究区奥陶系碳酸盐岩储层的缝洞储集体或缝洞群的分布形态极不规则,需采用不同的井型及井网形式以适应储集体分布形态的变化(图4)。

目前主要通过地震反射特征识别和缝洞雕刻法来定量预测研究区奥陶系碳酸盐岩储层的含油气规模。大型缝洞体储层的地震反射特征表现为

高、大、强串珠状反射,雕刻体积一般大于80×10⁴ m³,适用直井开发,控制轨迹从储层中间钻进,纵向上可以钻遇多套缝洞系统,在漏失或放空时强钻,尽量增大泄油面积(图4a)。例如研究区塔中-7井钻遇的凝析气藏在地震剖面上表现为单峰单谷的强串珠状反射特征,雕刻体积为120×10⁴ m³,采用直井开发取得了良好的效果。此外,类似的还有塔中-8、塔中-10、塔中-11、塔中-12、塔中-13和塔中-14等井。

对于多层多串珠状、同层多串珠状、片状-弱串珠状及其相关组合的地震反射特征为小型缝洞体及其组合、相对均质孔洞型储集体的响应特征,对发育该类储层的凝析气藏主要采取水平井和斜井开发(图4b,4c)。水平井的设计须充分考虑水平井的长度、避水高度和方位等因素对产能的影响,综

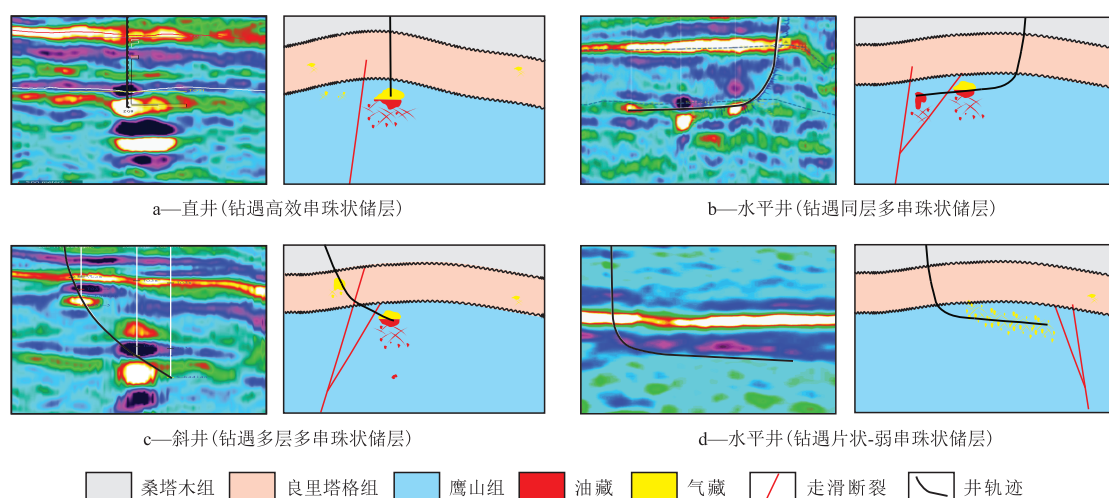


图4 井位井型优化示意

Fig.4 Sketch map of well location and well pattern optimization

合油藏工程及油藏数值模拟方法来确定合理的水平井长度和避水高度,根据区域应力场和岩石力学研究成果确定水平井轨迹与最大主应力的最佳方向,确保钻穿更多裂缝以提高气井的产能,例如塔中-2、塔中-3、塔中-4、塔中-5和塔中-6等井。对于研究区的低产低效未利用井,可以考虑侧钻,重新建设单井产能,例如塔中-6井钻遇孔洞型储层却未获工业油气流,通过侧钻,钻遇附近210 m处串珠状分布的储层,获得高产工业油气流(图4d)。

2.2 天然能量合理利用

对于带油环凝析气藏,在开发早期应充分利用天然能量开采,控制生产压差,防止凝析油过早析出,中、后期能量不足时适时补充能量,例如塔中-1、塔中-2、塔中-3、塔中-3、塔中-4、塔中-6、塔中-7、塔中-8和塔中-9等井。对于局部无油环低(微)含凝析油凝析气藏,选用衰竭式开采方式以降低开采成本,例如塔中-13井。对于弹性强水驱或刚性水驱凝析气藏应控制生产压差,防止直井形成水锥,例如塔中-8、塔中-10、塔中11、塔中-12和塔中-14等井;降低水平井水脊程度,例如塔中-4井;对于油压落零气井,适当关井,恢复地层能量,例如塔中-7、塔中-13和塔中-14等井。

2.3 注水注气保压

对于恒温凝析气藏,地层压力是控制相态变化的关键因素。凝析气藏内部流体分布的差异,特别是生产过程中地层压力变化的差异,往往会导致流体相态特征与流体组分发生变化,明确流体相态特征与流体组分变化规律是优化开发方案的关键^[17]。生产气油比变化可以反映出流体相态特征的变化,韩剑发等将塔中凝析气藏生产气油比变化

分为“S”型、反“S”型、“厂”字型和反“几”字型等4种类型,并分别论述了这4种类型的形成原因^[1]。

根据塔中M区奥陶系碳酸盐岩洞穴型储层凝析气藏的储层发育特点、气藏天然能量状况及水体特征,对储层连通性极差的缝洞型孤立储集体不适于部署注采井网保持地层压力开采,而适于注水吞吐替油开采,例如塔中-1、塔中-7、塔中-9、塔中-10、塔中-11、塔中-12、塔中-13和塔中-14等井。目前研究区奥陶系凝析气藏单井吞吐注水8井次,累积注水量为 $18 \times 10^4 \text{ m}^3$,累积增油量为 $1.5 \times 10^4 \text{ t}$,投入产出比为9.6,其中对塔中-7井进行了4轮注水,累积注水量为 $3.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,累积增油量为6 998 t。

对于边底水体能量较强、凝析油含量高的发育裂缝-孔洞型储层的凝析气藏,如果注入水未向裂缝窜流,则注水替油可以在一定程度上提高凝析油的产量,例如塔中-4井;如果注入水向裂缝窜流,与下部边底水沟通,则不能提高凝析油的产量,例如塔中-5井。

对于边底水体能量较弱的发育裂缝-孔洞型储层的凝析气藏,如果储层为孤立分布,则注入水可以在一定程度上起到注水替油的效果;如果部分裂缝未被水体填充,则会导致注入水发生裂缝窜流,不能提高凝析油的产量。

对于发育串状和片状地震反射特征洞穴型储层的凝析气藏,注入水则会发生裂缝窜流,导致注水吞吐效果较差,例如塔中-10井。

对于采用水平井开发的发育洞穴型储层的凝析气藏,由于井眼轨迹紧贴储层顶面,导致连通井组注气过程中易发生井间气窜,且现场无法实现注气管网的整体部署,因此,从地质条件和经济风险

方面分析认为,通过注气提高发育洞穴型储层凝析气藏采收率的可行性较差。

对于发育裂缝-孔洞型储层的凝析气藏,受毛管压力影响,凝析油聚集于裂缝和孔洞中,凝析油随着注入气流采出,因此可能具有较好的注气替油效果,例如塔中-2、塔中-3和塔中-5等井。对于该类裂缝-孔洞型碳酸盐储集体单元,首先应考虑在露点以上进行注气;当开发初期未能注气而有大量凝析油析出时,也应尽早注气;当采气量不够时,可考虑脉冲注气,例如塔中-5井;但目前注气开发仅处于室内实验和现场先导试验阶段,尚未大规模推广,仍是下一步现场试验攻关的重点。

3 结论

根据储集空间类型、流体、天然能量和水驱类型的多样性,可以将塔中M区奥陶系碳酸盐岩凝析气藏划分为“洞穴型、裂缝-孔洞型、孔洞型”+“带油环、无油环中—高含凝析油、无油环低(微)含凝析油”+“天然能量充足、天然能量较充足、天然能量不充足”+“刚性水驱、弹性强水驱、弹性中水驱”共12种组合类型,以洞穴型+无油环中—高含凝析油+天然能量充足+弹性中水驱凝析气藏为主。储集空间类型是凝析气藏井位井型优选的重要依据,也是注水、注气开发的重要参考,流体相态类型和水体能量强弱是确定合理注水时机、注采参数的基础。综合凝析气藏的储层、流体和水体类型,以及不同类型凝析气藏的开发动态特征,是制定、细化、优化凝析气藏井位井型优化、天然能量合理利用及注水注气保压等开发对策的关键。

符号解释:

GDI ——凝析气弹性膨胀驱动指数; B_g ——凝析气体积系数, m^3/m^3 ; B_{gi} ——凝析气原始体积系数, m^3/m^3 ; G ——凝析气地质储量, $10^8 m^3$; G_p ——累积采气量, $10^8 m^3$; W_p ——累积采水量, $10^4 m^3$; B_w ——地层水体积系数, m^3/m^3 ; SDI ——束缚水和岩石弹性膨胀驱动指数; S_{wi} ——原始束缚水饱和度; C_w ——地层水压缩系数; C_f ——岩石压缩系数; p_i ——原始地层压力, MPa; p ——目前地层压力, MPa; WDI ——天然水驱动指数; W_e ——水侵量, $10^4 m^3$, 凝析气藏水侵量的计算参考文献[11-15]。

参考文献:

[1] 韩剑发,宋玉斌,熊昶,等.塔中海相碳酸盐岩凝析气田试采动态特征与开发技术对策[J].天然气地球科学,2014,12(12):

2 047-2 057.

Han Jianfa, Song Yubin, Xiong Chang, et al. Production test dynamic and developing technique strategies for the condensate gas of marine carbonate in Tazhong area, Tarim basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 12(12): 2 047-2 057.

[2] 韩杰,吴萧,江杰,等.塔中I号气田西部鹰山组碳酸盐岩储层类型划分及储层连续性分析[J].油气地质与采收率,2016,23(1):14-21.

Han Jie, Wu Xiao, Jiang Jie, et al. Classification and continuity analysis on carbonate reservoir of the Yingshan Formation in the western Tazhong I gasfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 14-21.

[3] 张保涛,杨海军,刘星旺,等.塔中地区奥陶系出水井类型及其控制因素[J].油气地质与采收率,2014,21(6):49-52.

Zhang Baotao, Yang Haijun, Liu Xingwang, et al. Watering characteristics and its controlling factors of Ordovician in Tazhong area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 49-52.

[4] 程亮,石磊,王娟,等.塔中高—特高含凝析油凝析气藏注水驱油研究[J].特种油气藏,2016,23(3):86-89.

Cheng Liang, Shi Lei, Wang Juan, et al. Waterflooding of Tazhong condensate gas reservoir with high-extra-high condensate oil content[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 86-89.

[5] 王振宇,孙崇浩,杨海军,等.塔中I号坡折带上奥陶统台缘礁滩复合体建造模式[J].地质学报,2010,84(4):546-552.

Wang Zhenyu, Sun Chonghao, Yang Haijun, et al. Formation pattern of upper Ordovician reef-bank complex along the Tazhong Slopebreak I, Tarim Block, NW China[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(4): 546-552.

[6] 韩剑发,孙崇浩,于红枫,等.塔中I号坡折带奥陶系礁滩复合体发育动力学及其控储机制[J].岩石学报,2011,27(3):845-856.

Han Jianfa, Sun Chonghao, Yu Hongfeng, et al. Kinetics of reef-shoal complexes and its restriction to reservoir in Ordovician from Tazhong I fault belt[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(3): 845-856.

[7] 韩剑发,于红枫,张海祖,等.塔中地区北部斜坡带下奥陶统碳酸盐岩风化壳油气富集特征[J].石油与天然气地质,2008,29(2):167-173.

Han Jianfa, Yu Hongfeng, Zhang Haizu, et al. Characteristics of hydrocarbon enrichment in the Lower Ordovician carbonate rock weathering crust on the northern slope zone of Tazhong area[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(2): 167-173.

[8] 韩剑发,梅廉夫,杨海军,等.塔里木盆地塔中地区奥陶系碳酸盐岩礁滩复合体油气来源与运聚成藏研究[J].天然气地球科学,2009,18(3):426-434.

Han Jianfa, Mei Lianfu, Yang Haijun, et al. The study of hydrocarbon origin, transport and accumulation in Tazhong area, Tarim basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 18(3): 426-434.

[9] 韩剑发,梅廉夫,杨海军,等.塔里木盆地塔中奥陶系天然气的非烃成因及其成藏意义[J].地学前缘,2009,16(1):314-325.

Han Jianfa, Mei Lianfu, Yang Haijun, et al. Non-hydrocarbon origin of Ordovician natural gas in Tazhong of Tarim Basin and its

- implications for non-hydrocarbon accumulation[J].Earth Science Frontiers, 2009, 16(1): 314-325.
- [10] 张强, 于红枫, 白银, 等. 塔中 I 号气田东部试验区气油比变化规律[J]. 新疆石油地质, 2011, 32(3): 285-287.
- Zhang Qiang, Yu Hongfeng, Bai Yin, et al. Variation of gas-oil ratio in east test area in Tazhong No.1 gas field, Tarim basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2011, 32(3): 285-287.
- [11] 李传亮. 气藏水侵量的计算方法研究[J]. 新疆石油地质, 2003, 24(5): 430-431.
- Li Chuanliang. Determination of water influx in gas reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 24(5): 430-431.
- [12] 吴克柳, 李相方, 许寒冰, 等. 考虑反凝析的凝析气藏水侵量计算新方法[J]. 特种油气藏, 2013, 20(5): 86-88.
- Wu Keliu, Li Xiangfang, Xu Hanbing, et al. A novel approach to calculate water influx in condensate gas reservoir by considering retrograde condensation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(5): 86-88.
- [13] 陈军, 秦柯, 任洪伟, 等. 利用气藏生产指示曲线计算凝析气藏水侵量[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(2): 103-108.
- Chen Jun, Qin Ke, Ren Hongwei, et al. Estimation of water influx in condensate gas pool by means of productivity index curve[J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(2): 103-108.
- [14] 冯其红, 王相, 王端平, 等. 水驱油藏均衡驱替开发效果论证[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(3): 83-88.
- Feng Qihong, Wang Xiang, Wang Duanping, et al. Theoretical analysis on the performance of equilibrium displacement in water flooding reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 83-88.
- [15] 邵锐. 徐深气田火山岩气藏水侵识别与预测方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(1): 81-85.
- Shao Rui. Identifying and predicting methods of the water influx rate for volcanic gas reservoirs of Xushen Gasfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(1): 81-85.
- [16] 杨海军, 胡太平, 于红枫, 等. 塔中地区上奥陶统礁滩复合体储层地震预测技术[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(2): 230-236.
- Yang Haijun, Hu Taiping, Yu Hongfeng, et al. Seismic reservoir prediction of reef-flat complexes in the Upper Ordovician, Tazhong area[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(2): 230-236.
- [17] 王宗贤, 陈泽良, 杨树合, 等. 流体相态研究在凝析气藏开发中的应用[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(5): 662-665.
- Wang Zongxian, Chen Zeliang, Yang Shuhe, et al. The application of liquid phase state study in the development of condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(5): 662-665.

编辑 邹澍滢

(上接第 83 页)

- [8] 田梦, 林海, 孙跃武, 等. 低产低渗裂缝油田吞吐采油试验研究[J]. 世界地质, 2003, 22(3): 279-283.
- Tian Meng, Lin Hai, Sun Yuewu, et al. Study on huff and puff test of oil extraction in ultra-low permeable and fractural reservoirs[J]. Global Geology, 2003, 22(3): 279-283.
- [9] 杨元明, 李治平, 赖枫鹏, 等. 低渗透裂缝性油藏水驱油渗吸窜流指数研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(26): 37-40.
- Yang Yuanming, Li Zhiping, Lai Fengpeng, et al. Water flooding imbibition transfer index in low permeability fractured reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(26): 37-40.
- [10] 孟庆帮, 刘慧卿, 王敬. 天然裂缝性油藏渗吸规律[J]. 断块油气藏, 2014, 21(3): 330-334.
- Meng Qingbang, Liu Huiqing, Wang Jing. Imbibition law of naturally fractured reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(3): 330-334.
- [11] 程晓倩, 刘华勋, 熊伟, 等. 新疆低渗透砂砾岩油藏自发渗吸实验研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(26): 199-203.
- Cheng Xiaoqian, Liu Huaxun, Xiong Wei, et al. Experimental research of spontaneous imbibition in low-permeability glutenite reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(26): 199-203.
- [12] 李士奎, 刘卫东, 张海琴, 等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 109-112.
- Li Shikui, Liu Weidong, Zhang Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 109-112.
- [13] 杨亚东, 杨兆中, 甘振维, 等. 单井注水吞吐在塔河油田的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(2): 32-35.
- Yang Yadong, Yang Zhaozhong, Gan Zhenwei, et al. Application of water-flood huff and puff with single well in Tahe oilfield[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2006, 29(2): 32-35.
- [14] 李继强, 杨承林, 许春娥, 等. 黄河南地区无能量补充井的单井注水吞吐开发[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(3): 221-224, 229.
- Li Jiqiang, Yang Chenglin, Xu Chun'e, et al. Method of improving recovery ratio for no energy complement wells in South Yellow River Region[J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(3): 221-224, 229.
- [15] 李晓辉. 致密油注水吞吐采油技术在吐哈油田的探索[J]. 特种油气藏, 2015, 22(4): 144-146.
- Li Xiaohui. Application of cyclic water injection for tight oil production in the Tuha Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 144-146.

编辑 王星