

平湖凝析气藏放一断块产水动态特征研究

孙业恒

(中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘 要:针对平湖凝析气藏气井出水问题,依据气井动态测试资料,将出水气井划分为明确出水层位和不明确出水层位两类气井,分别分析了其出水机理和产水动态规律:明确出水层位气井的产出水来自其他断块的水层,其带水生产能力与产水气层的产气比例具有良好的相关关系,出水气层的产气比例越小,气井的带水生产能力越高,反之则带水生产能力越低;不明确出水层位气井的产出水是异常高温高压边水凝析气藏的地层水在生产过程中转成水蒸气后的凝析水。随着开发的进行在边水水体与生产井之间形成 3 个不同的凝析水饱和流动区,根据凝析气藏地层水气化饱和模式和饱和凝析水生产水气比与压力关系曲线,可以进行气井产水类型的判断和地层水出水风险的预报。

关键词:凝析油气田 气井水淹 平湖油气田 放一断块

中图分类号:TE33⁺2 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)03-0100-06

Study on Water Production Dynamic Performance of F1 Fault Block in Pinghu Gas Condensate Reservoir

Sun Yeheng

(Geoscience Research Institute of Shengli Oilfield, Sinopec, Dongying, Shandong, 257015, China)

Abstract: For the problem of water production in Pinghu gas condensate reservoir, gas wells are divided into wells with identified and unidentified water producing formation based on gas well dynamic testing data. Water production mechanism and performance are analyzed. The result shows that the gas well water production comes from other blocks. Water production capacity has good correlation with the gas ratio in gas formation with water production. The smaller the gas ratio, the higher the water production capacity and vice versa. The production water in wells without identified formation is transformed by condensate water under abnormal HTHP conditions. With the development of the reservoir, three different saturated zones of condensate water are formed between side water and producing well. According to condensate gas reservoir formation water gasification mode and the relation between water-gas-ratio of condensate water and pressure, the type of gas well water production and water production risk can be predicted.

Key words: condensate field; gas well waterout; Pinghu Oil and Gas Field; Fang 1 Fault Block

气藏出水是气藏开发过程中的重要问题之一。受油气藏储层特征、流体性质、水体大小及分布、开采制度等多种因素的影响,气藏出水特征有所不同^[1-5],其出水原因及变化规律也十分复杂。然而,气藏出水将对气井产能、气藏采收率及气井井筒和采气工艺流程等多方面产生负面影响^[6-8]。东海平湖油气田是我国东海陆架盆地中发现的第一个中型油气田,其平湖组凝析气藏是上海市天然气能源的

收稿日期:2010-11-20; **改回日期:**2011-04-02。

作者简介:孙业恒(1964—),男,山东安丘人,1988年毕业于大庆石油学院油田开发专业,2000年获石油大学(北京)地质工程专业硕士学位,2009年获中国矿业大学(北京)矿产普查与勘探专业博士学位,高级工程师,主要从事油田开发、油藏数值模拟综合研究工作。

联系方式:(0546)8715003, sunyh0102@163.com。

基金项目:上海市科委 2009 年度“创新行动计划”临港新城(海洋科技)科技支撑项目子课题“东海油气田薄油层开发关键技术”(编号:09DZ1201100)部分研究成果。

重要基地。该气藏 1999 年 3 月投入开发,分为放一、放二 2 个断块,采用衰竭式开采,截止目前放一断块共有 8 口开发气井。投产早期气井生产稳定,自 2002 年 2 月 B1 井开始产水之后,其余气井陆续进入产水阶段。2005 年 10 月, B5 井突然大量产水;2007 年 6—8 月,平湖凝析气藏再次出现 B2 井、B3 井、B4 井、B6 井和 B8 井集中见水;2007 年 11 月,投产的 B9 井开井即产水。气井产水特征各异,尤其是 2007 年 6—8 月集中见水的 5 口气井,其产水动态特征既不同于大水体作用下产出大量地层水,也不同于常规凝析气藏气井投产早期的微量凝析水。因此,弄清气井出水原因及机理,把握气井出水规律,对于稳定气藏产量、正确指导凝析气藏的高效开发至关重要。

1 气藏地质特征

平湖油气田^[9]区域构造位置处在东海陆架盆地浙东坳陷西湖凹陷,西靠平湖主断裂,东临三潭深凹,位于平湖组生油中心的西侧。该地区发现多个局部构造,其中放鹤亭构造为主要的含油气构造,平湖组为主要的含气层。

地层及构造特征 平湖组地层划分为 12 个砂层组,其中 P1 层、P3 层、P4 层、P6 层和 P8 层为主力砂层组。平湖凝析气藏为一挤压褶皱背斜,走向北东—南南西,背斜顶部平缓,两翼较陡,其中西翼、南翼陡于北翼、东翼。区内有放一和放二两条断层,两条断层向南延伸并逐渐相交,构造主体被两断层夹持。

储层分布特征 平湖组为泻湖—潮坪沉积体系。储层岩性以中、细岩屑长石石英砂岩和石英砂岩为主,属中孔高渗透储层,且随埋深增加,孔隙度和渗透率变差。产能测试为高产气藏,气井无阻流量为 $(65\sim 300)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,区域间存在差异。气藏埋深 2 957~3 790 m,气层井段长达 700 m,气层单层厚度薄,变化大,除 P1 层平均单层厚度为 21.45 m 外,其他各层平均厚度为 3~8 m。

油气藏类型 平湖凝析气藏受构造、断层、岩性控制,但以岩性控制为主,纵向上只有 P1 层、P2 层和 P4 层见到气水界面,其他各层均未见到气水界面。根据气藏流体性质分析,均为凝析气藏,各气藏气水关系复杂,气藏类型多样,且都存在一定的边水。气藏主要产层温度为 113~133 ℃,正常压力系统,天然气中凝析油含量为 106.68~190.29 g/m³,

凝析油相对密度 0.778~0.802。

2 气井出水动态特征

东海平湖油气田平湖组气藏是一个含有多种圈闭类型和多种气水分布特征的复合型凝析气藏,主力区块为放一、放二断层夹持的放一断块,凝析气储量占气藏总储量的 92.8%。该断块 1998 年底投产,分两套层系开发,目前采气程度达 40%。气藏开采早期,产气量一直保持稳定上升,产少量凝析水,水气比不超过 $0.1\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ 。2002 年 2 月第一口气井(B1 井)开始大量产水,截至 2007 年 8 月,所有 8 口生产气井全面产水。气井产水期间的生产动态特征表明,平湖凝析气藏放一断块气井产水呈现 3 种不同类型:

稳定型 典型气井为 B1 井。特征为见水后能够长期保持稳定的带水采气生产(持续时间长达 8 a),日产水量 30 m³,水气比在 $1\sim 2\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ 之间波动,产水期间气量缓慢减小,产出水为地层水。

急剧型 典型气井为 B5 井。特征为见水后产水量迅速上升(峰值产水量高达 150 m³/d 以上),产气量急剧下降,水气比超过 $3\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,持续带水生产时间短(维持 2 月关停)。

波动型 以 2007 年 6—8 月期间集中见水的 5 口气井(B2 井、B3 井、B4 井、B6 井和 B8 井)为代表,特征为产水量突然上升,但后期产水量稳定在 $10\sim 20\text{ m}^3/\text{d}$,产气量略有减小,水气比高于早期的凝析水气比,介于 $0.1\sim 1.0\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ 之间,持续时间较长(近 10 个月),之后产水量又突然大幅度下降,呈现不稳定特征。

由于平湖凝析气藏放一断块气井全面出水后,气井产气量呈现不同幅度的递减趋势,大大影响到气藏的稳产基础。气井产水动态特征的差异性,反映出平湖复合凝析气藏地质情况的复杂性。弄清气井出水原因及变化规律,可以为采取气井出水治理措施提供指导。

3 气井产水机理及规律

目前许多学者对气井出水的机理及规律进行了相关研究^[10-13],但大多数是针对裂缝性油藏^[14-15],对于平湖多层砂岩凝析气藏的借鉴作用不大,而且关于凝析气藏的水驱机理目前并没有统一的认识。因此,笔者根据地质综合研究对气藏气水系统分布

的认识,结合气井的投产层位和产气剖面测试结果,将见水气井分成明确出水层位和不明确出水层位两类,分别分析了其产水动态规律和机理。

3.1 气井出水机理

3.1.1 明确出水层位气井

稳定产水型的 B1 井 2005 年 4 月通过生产剖面测试确定其主要的产水层为 P7¹ 层、其次为 P4⁵ 层。该井位于放一断块背斜构造东南部,靠近放一、放二两断层夹角边水域,投产以来一直合采放一断块的 P4—P8 气层。由于断层夹角处水体的能量有限,且构造较陡,气藏模拟结果表明,离边水距离较近可以导致该井过早产水,但无法反映其高水气比条件下的长期带水生产动态。鉴于此,通过对比分析该区域产气井所产水中离子的变化发现,B1 井产出水中离子的变化规律与邻近放二断块的 B7 井十分一致。由于两井平面位置比较接近,但位于不同的断块,因此可以考虑 B1 井可能受到放二断块 B7 井同层位水的影响。根据以上判断,重新绘制 B1 井—B7 井过井剖面,对比发现,B1 井的 P7 层与放二断块的 P4 水层纵向上存在接触,而 P7 层正是 B7 井的出水层。因此认为,在断层封堵能力不强的情况下,B1 井的水可能来自放二断块的 P4 水层。断层封堵性研究表明,放一断块东部的放 2 断层受拉张应力,泥岩涂抹因子(SSF)约为 1.6,封堵性较差。按照这种认识,将模拟模型中 B1 井 P7 层断层部分开启,与放二断块的 P4 水层部分连通,B1 井的产水动态得到较好拟合。由于放二断块 P4 水层薄,分布广,压力传播慢,因而该井控水稳气效果明显。

急剧产水型的 B5 井由于单采 P1 层,其产水层位也十分明确。B5 井位于放一断块背斜构造东北部,距离北部开放的边水水域 200 m。由于 P1 气层分布稳定,厚度大,非均质程度相对弱,未见明显的高渗透条带及裂缝。气藏数值模拟表明,在水驱气高流度比条件下,水线推进相对均匀,在正常气藏压力变化条件下,按较大水体作用无法拟合该井见水后的气井快速水淹动态。为此,借鉴 B1 井产水动态分析思路,从分析气井出水水型入手。结果表明,B5 井所产地层水为比较典型的 CaCl₂ 型,不同于整个平湖组的其余气井产出水水型(NaHCO₃ 型),其产水水源受到来自于平湖组以外地层水的影响。为此,重新进行精细地层对比,发现 B5 井的 P1 层东

部与 BA6 井的 H8 水层纵向上存在接触,而 H8 水层是典型的 CaCl₂ 型水层,与 B5 井的产水水型一致。如果放二断层北部封堵性差,极有可能会发生地层水的侵入。按照以上推断,在 P1 气层放二断层北部添加一定能量的水体连接。根据 P1 层的压降状况,结合 B5 井产水动态,动态调整断层开启的程度及长度,B5 井的产水和压力动态都得到较好拟合。

3.1.2 不明确出水层位气井

2007 年 6—8 月集中见水的 B2 井、B3 井、B4 井、B6 井和 B8 井,产水波动期间的投产层位为 P3—P10 层,各井合采层位稍有差别。由于投产层位的气水界面尚不明确,且缺乏明确的出水层位测试结果,因此分析出水原因十分困难。但综合分析该类井的构造位置和压力动态认为,气井受外来水侵影响不明显。但气井的产水量和水气比远大于初期凝析水产出阶段,且产水量稳定,产出水的矿化度小,不同于常规的水侵动态。对于这类气井的产水机理,需要借鉴同类型凝析气藏的产水动态,结合气藏流体性质的特殊性进行综合分析。

平湖凝析气藏的气井产水量与凝析油产量具有十分明显的协同关系,气油比随着产水量的增大急剧下降。按照常规的无水烃类流体相态和三相渗流规律分析,凝析气藏中水的存在不会引起气油比急剧增大。相关研究表明^[11],在有水存在的高温高压环境下,温度和压力增高(异常),烃水互溶能力增强。根据气液液三相平衡模型,当压力低于露点压力之后,凝析液开始析出。随着压力的继续降低,地层水(束缚水、边底水或可动隙间水)的体积继续减小,蒸发速度加快,气相体积快速增大,从而导致气油比迅速增高。平湖气藏流体处入高温高压环境(温度大于 110 ℃,压力大于 30 MPa),忽略了水影响的常规烃类流体相态结果不再适用,地层水对地层流体相态特征的影响不可忽视。目前平湖气藏的温度和压力处于异常高温和高压的范围之内,应具有较高的饱和水含量。试验及研究发现^[6],凝析气藏中微量的饱和水蒸气对凝析气的稳定与流动有着极为重要的作用。随着开发的进行,饱和水蒸气的含量及与地层水的相互转化过程严重影响着气藏的生产。与温度压力及流体相似的大港千米桥凝析气藏类比^[16],随着气藏压力的降低,凝析气中饱和水含量降低,凝析水含量上升,而且这种现象在近井地带尤为明显。在 25~40 MPa 地层压力下烃类的溶

解水气比接近 $1\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ 。在井筒内部,在井筒降压作用下会出现水蒸气凝析。如果井底没有积液现象,其地面采出的凝析水量等于近井地带地层流体的饱和水含量。按照目前气藏压力水平,根据相似气藏的溶解水气比试验结果,测算气藏中凝析气的饱和水含量为 $1\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,与目前波动型产水气井的生产水气比接近。由此可以认为,2007 年 6—8 月集中见水的 5 口气井的产水原因是,高温高压凝析气藏中的地层水在生产过程中转化为饱和水蒸气后的结果。根据平湖凝析气藏地质综合研究成果,气藏北部虽然没有见到气水界面,但都存在一定的水体,这为气藏地层中地层水转化为饱和水蒸气提供了水源。

3.2 出水动态规律

3.2.1 明确出水层位气井

明确出水层位的气井 B1 井、B5 井,由于投产层位的不同及水体影响程度的差异,其产水后的动态差异十分明显,带水生产时间相差甚远,对气藏稳产影响明显。为总结明确产水层气井的动态特征及变化规律,综合考虑平湖气藏所有已关停或在产的带水生产气井,包括曾经上返补射 P1 层的 B2 井、B4 井、放二断块的 BA6 井、B7 井,以及八角亭气藏的 BG1 井、BG2 井。依据平湖气藏所有明确出水层位气井的动态,结合气井生产剖面测试结果进行综合分析发现,不同气井见水后的水气比及带水生产时间存在很大差异,且产水气井的带水生产时间、水气比与出水气层的产气量占气井总产量的比例具有较明显的相关关系(见图 1)。带水生产时间随出水气层产气比例的增大而减小,而与水气比的关系正好相反。为了直观地反映产水气层产气比例与气井带水生产能力的关系,建立了水气比和带水生产时间的乘积与出水气层产气比例的关系曲线,见图 2。从图 2 可看出,出水气层的产气比例越小,气井的带水生产能力越高,反之则带水生产能力越低。对于开采单层的气井,一旦出水,其出水气层的产气比例就达到 100%,气井极易积液关停,如 B5 井。对于多层合采的气井,初期产水气层单一,出水后其出水气层的产气比例小,带水生产能力强。随开发时间的延长,气井出水层位增加,出水气层的产气比例随之增加,整个气井的产水程度增高,直至后期水淹,如 B1 井。类似的气井还有放二断块的 B7 井、BA6 井。出水气层的产气比例直接影响着气井带水生产

能力,利用产气比例与气井带水生产能力的关系曲线,结合气井生产动态,可以预测气井的出水方式和带水生产能力,指导气井管理。

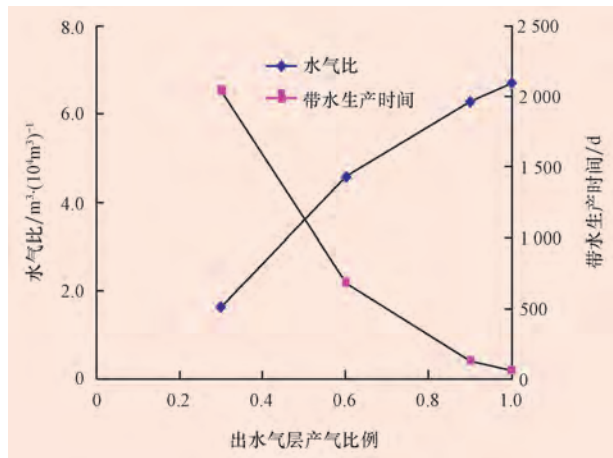


图 1 水气比/带水生产时间与出水气层产气比例的关系
Fig. 1 The relation between water-gas-ratio/water production time and gas ratio in gas formation with water production

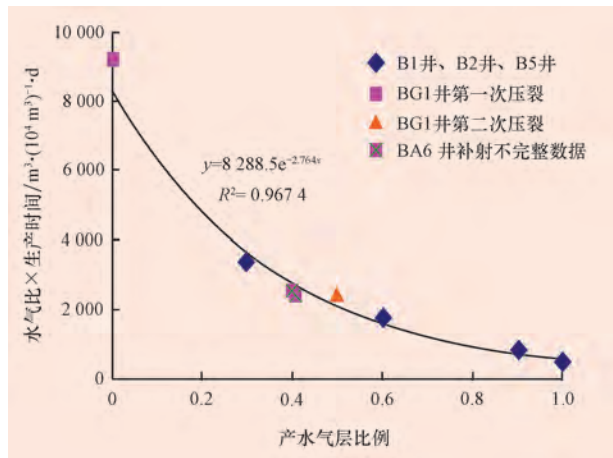


图 2 气井带水生产能力与出水气层产气比例的关系
Fig. 2 The relation between gas well water production capacity and gas ratio in gas formation with water production

3.2.2 不明确出水层位气井

通过产水机理分析,建立了平湖油气田凝析气藏地层水气化饱和模式示意图,见图 3。从图 3 可看出,气藏开发过程中,在地层水的影响下,随着地层压力的降低,从边水到生产井之间形成 3 个不同的流体流动区,分别为凝析水未饱和区、凝析水饱和和过渡区和地层水流动区。3 个流动区域处于动态的平衡,分区界面由边水不断向生产井推进。根据烃水相平衡理论^[11],可以得到异常高温高压有水凝析

气藏中水型判别的 3 条理论曲线,见图 4。曲线 I 为饱和凝析水产出曲线,如果实际产水与其一致,说明产出水为凝析水;如产出水量大于饱和凝析水含量(如曲线 III),则说明产出水中除了凝析水外,还存在地层水、游离水或可动隙间水;如产出水低于理论曲线 I(即曲线 II)表明地层条件下凝析气中的气态凝析水未饱和,产出水为凝析水。应用平湖凝析气藏早期的压力测试及气井动态资料,依据异常高温高压有水凝析气藏中未饱和和产水动态与饱和凝析水产水动态关系,建立了平湖油气田凝析气井饱和凝析水与压力的关系曲线,见图 5。

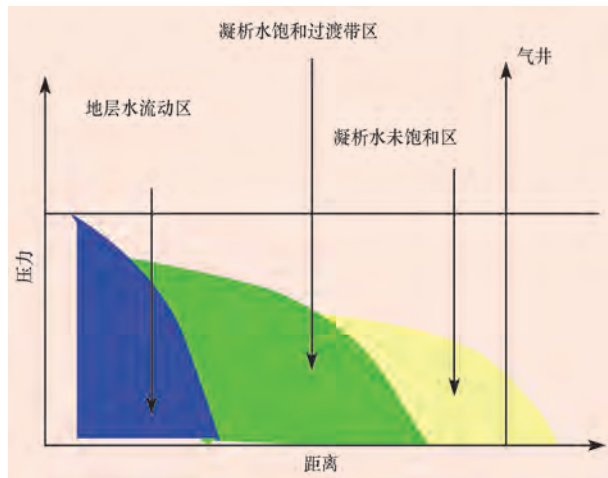


图 3 地层动态产水变化示意

Fig. 3 The variation of dynamic water production

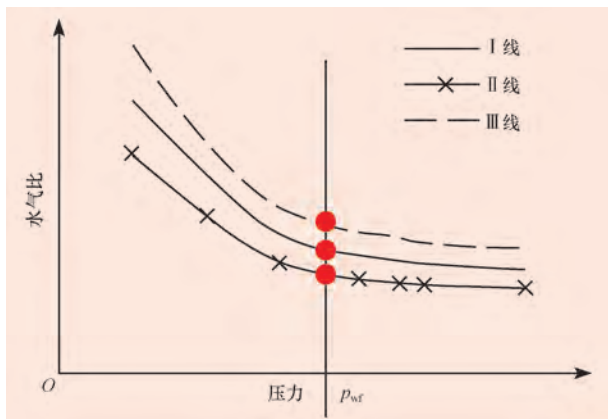


图 4 异常高温高压有水凝析气藏水型判别理论曲线

Fig. 4 Water type determination theoretical curve in gas condensate reservoir with water under abnormal HTHP conditions

当地层凝析气中的气态凝析水未饱和时,气井只产出少量凝析水,水气比低于饱和含水量 $1 \text{ m}^3 / 10^4 \text{ m}^3$;当凝析水饱和和过渡带推进到井底时,气井产水量明显升高,但水中各组分的变化较小,仍为凝析

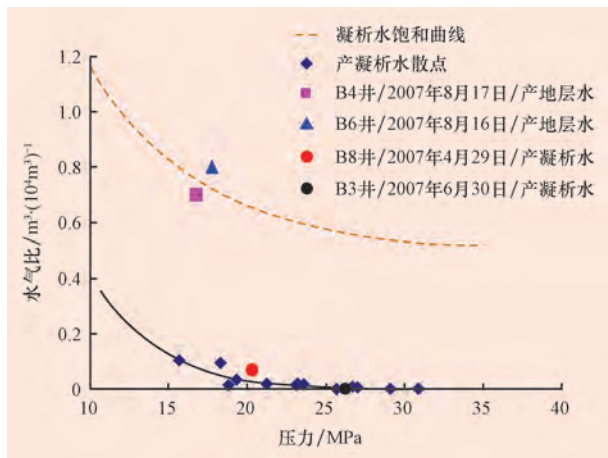


图 5 平湖凝析油气田气井饱和凝析水与压力的关系曲线

Fig. 5 The relation between saturated condensate water and pressure in Pinghu gas condensate reservoir

水,水气比接近饱和凝析水量 $1 \text{ m}^3 / 10^4 \text{ m}^3$,产水较稳定;当地层水突破到井底时,产水量急剧上升,同时水型发生变化,产水规律不定,与地层水体大小及地层能量相关。

根据以上认识,利用后期实际气井产水及压力监测资料进行对比验证,可以看出,2007 年测压时 B3 井、B8 井没有大量产出地层水,其位于未饱和和曲线附近,表明此刻边水距离生产井较远;而 B4 井和 B6 井地层压力下的凝析气藏饱和含水量约为 $0.8 \sim 1.0 \text{ m}^3 / 10^4 \text{ m}^3$,具有产饱和凝析水迹象,主要由于地层水推进到气井周围,其对应点位于饱和曲线上。2007 年 6—8 月集中见水的 B2 井、B3 井、B4 井、B6 井和 B8 井正是由于凝析水饱和和过渡带区的前沿突破到生产井井底所致。

4 结 论

1) 平湖凝析气藏是多种圈闭类型和多种气水分布的复合型凝析气藏,其地质特征和异常高温高压环境下的特殊流体性质决定了气井产水动态的复杂性。综合研究表明,急剧型产水动态的 B5 井受花港组油藏 H8 水层影响,主要原因是 P1 层东北断层的后期开启引起;稳定型产水动态的 B1 井的受放二块 P4 水层影响,但水体能量较小;波动型产水动态的 5 口气井产水原因是高温高压凝析气藏中的地层水在生产过程中转化为饱和水蒸气的结果。

2) 出水气井生产动态规律研究表明,明确出水层位气井的带水生产能力与产水气层占全井产气比

例相关,产水气层的产气比例越小,气井的带水生产能力越大,反之则带水生产能力越小。异常高温高压平湖凝析气藏在有地层水的情况下,随着开发的进行会在边水水体与生产井之间形成 3 个不同的凝析水饱和流动区,根据其变化模式和实际的产凝析水饱和曲线,可以进行气井产水类型的判断和地层水出水风险的预报。

参 考 文 献

- [1] Zuluaga E, Monsalve J C. Water Vaporization in gas reservoirs [R]. SPE 84829, 2003.
- [2] Bette S, Heinemann R F. Compositional modeling of high temperature gas-condensate reservoirs with water vaporization [R]. SPE 18422, 1989.
- [3] 李士伦, 孙雷, 杜建芬, 等. 低渗致密气藏、凝析气藏开发难点与对策[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(2): 156-159.
Li Shilun, Sun Lei, Du Jianfen. Difficulties and measures for development of low permeability tight gas reservoirs and condensate gas reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(2): 225-230.
- [4] 生如岩. 水溶解气对水驱气藏开采动态的影响[J]. 海洋地质动态, 2004, 20(1): 25-29.
Sheng Ruyan. Influences of water-dissolved gas on production performance of water-driven gas reservoirs[J]. Marine Geology Letters, 2004, 20(1): 25-29.
- [5] 陶自强. 千米桥潜山凝析气藏生产井出水原因分析[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(4): 295-297.
Tao Ziqiang. The study of the water production principle in Qianmiqiao condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(4): 295-297.
- [6] 贾天泽, 熊钰, 刘沅东, 等. 含水汽凝析气体系相态特征研究[J]. 海洋石油, 2006, 26(4): 56-61.
Jia Tianze, Xiong Yu, Liu Fengdong, et al. Research on the phase state of the gas-condensate system with water vapour [J]. Offshore Oil, 2006, 26(4): 56-60.
- [7] 李士伦, 王鸣华, 何江川, 等. 气田与凝析气田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 267-268.
Li Shilun, Wang Minghua, He Jiangchuan, et al. Production of gas and condensate gas field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 267-268.
- [8] 袁士义, 叶继根, 孙志道. 凝析气藏高效开发理论与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 164-173.
Yuan Shiyi, Ye Jigen, Sun Zhidao. Theory and practice of efficient develop in condensate gas reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 164-173.
- [9] 蒲庆南, 夏欣, 赵天沛. 东海平湖油气田中高渗凝析气藏开发效果分析[J]. 海洋石油, 2008, 28(1): 36-40, 77.
Pu Qingnan, Xia Xin, Zhao Tianpei. The development efficiency analysis of the condensate gas reservoirs with middle-high permeability, Pinghu Field, the East China Sea[J]. Offshore Oil, 2008, 28(1): 36-40, 77.
- [10] 赵忠军, 黄全华, 孙雷. 低渗凝析气藏相态实验及理论模拟分析[J]. 内蒙古石油化工, 2005, 31(8): 112-114.
Zhao Zhongjun, Huang Quanhua, Sun Lei. The phase state experiment and theoretical simulation analysis of the condensate gas reservoirs with low permeability[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2005, 31(8): 112-114.
- [11] 汤勇, 孙雷, 杜志敏, 等. 异常高温气井凝析水产出机理及动态研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2007, 22(1): 68-71.
Tang Yong, Sun Lei, Du Zhimin, et al. Study on the mechanism and performance of the condensate water producing from abnormal high-temperature gas wells[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2007, 22(1): 68-71.
- [12] 惠健, 刘建仪, 李颖川, 等. 异常高温凝析气藏产水规律综合研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 106-108.
Hui Jian, Liu Jianyi, Li Yingchuan, et al. Integrated study on water-producing law of condensate reservoirs with abnormal high temperature[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 106-108.
- [13] 常志强, 孙雷, 康征, 等. 富含凝析水的凝析油气体系相态研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(2): 206-209.
Chang Zhiqiang, Sun Lei, Kang Zheng, et al. Condensate oil-gas mixtures phase reservoir study with rich gaseous condensate water[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(2): 206-209.
- [14] 熊钰, 陈艳, 邓学峰, 等. 千米桥主潜山凝析气藏气水分布特征[J]. 特种油气藏, 2009, 16(6): 48-51.
Xiong Yu, Chen Yan, Deng Xuefeng, et al. Gas/water distribution in the condensate gas reservoir of Qianmiqiao main buried hill[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(6): 48-51.
- [15] 刘林玉, 柳益群, 李文厚, 等. 碳酸盐岩气藏出水特征分析: 以华北油田苏 4 气藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(3): 324-327, 332.
Liu Linyu, Liu Yiqun, Li Wenhui, et al. Analysis of water production characteristics of carbonate gas reservoirs: taking Su 4 gas reservoir in Huabei Oilfield as an example[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(3): 324-327, 332.
- [16] 高建仪, 郭平, 李士伦, 等. 异常高温凝析气藏地层水高压物性实验研究[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(2): 9-11.
Gao Jianyi, Guo Ping, Li Shilun, et al. Experimental study of formation water properties at high pressure for abnormally-high-temperature condensate gas reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2002, 24(2): 9-11.