

鄂尔多斯盆地杭锦旗地区十里加汗区带下石盒子组1段岩性圈闭成藏动力及气水分布特征

张威,李良,贾会冲

(中国石化华北油气分公司勘探开发研究院,河南郑州450006)

摘要:鄂尔多斯盆地杭锦旗地区十里加汗区带发育低渗透砂岩气藏,主力含气层二叠系下石盒子组1段(盒1段)储层非均质性强,局部含水。因此,明确气水赋存状态、分布特征及其主控因素是该区天然气勘探开发的关键。为了分析在浮力作用下致密储层中气水垂向分异条件,对研究区盒1段3类储层开展了压汞和气水相渗实验,并计算了3类储层在气藏条件下的毛细管阻力。结果表明,由于储层非均质性强、连续厚度小,储层中连续气柱浮力小于毛管中值压力,因此盒1段储层不具备气水完全分异的条件。在平缓构造背景下,浮力很难成为大面积低渗储层的充注动力,超压是低渗岩性圈闭的主要成藏动力。通过分析研究区3个岩性圈闭的气层、气水同层及水层的含气饱和度及毛细管压力曲线的差异性,反推了3个岩性圈闭成藏动力。西部的独贵加汗圈闭成藏动力最大,定义为“强动力圈闭”,东部的苏布尔嘎圈闭成藏动力最小,定义为“弱动力圈闭”。在圈闭成藏动力的研究基础上,根据气层与水层在致密非均质性储层中的赋存状态与叠置类型,将3个圈闭中的气、水层分为6种模式。通过分析不同圈闭成藏条件、圈闭动力与气水分布的差异,认为生烃强度和圈闭封闭性是圈闭成藏动力主控因素,圈闭动力和储层非均质性展布共同控制气水分布。

关键词:气水分布;毛细管阻力;成藏动力;岩性圈闭;杭锦旗地区;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Reservoir-forming dynamics and gas-water distribution characteristics of lithologic traps in the 1st Member of Xiashihezi Formation in the Shilijiahan zone, Hangjinqi area, Ordos Basin

Zhang Wei, Li Liang, Jia Huichong

(Exploration and Development Research Institute, SINOPEC North China Company, Zhengzhou, Henan 450006, China)

Abstract: Low-permeability sandstone gas reservoir is the main reservoir type in Shilijiahan zone of Hangjinqi area, Ordos Basin. The 1st Member of Xiashihezi Formation, which is the major gas bearing reservoir, is characterized by strong heterogeneity and locally complex gas-water contact. Making clear of the occurrence, distribution characteristics and main controlling factors of gas and water is the key to explore and develop gas reservoirs in Shilijiahan zone. In order to analyze the vertical water-gas differentiation under the control of buoyancy in tight reservoir, the capillary resistance in three types of reservoirs were calculated on the basis of mercury injection experiment and gas-water relative flow experiment. The results show that there is no sign of water-gas differentiation in the 1st Member of Xiashihezi Formation because the buoyancy of continuous gas column in the reservoir is less than the mean capillary pressure due to the strong reservoir heterogeneity and the small continuous thickness. With a gentle tectonic setting, buoyancy can hardly be the charging force of low permeability reservoir with a large area. Instead, overpressure is the main reservoir-forming dynamics. Reservoir-forming dynamics of three lithologic traps in the study area are deduced by analyzing the gas saturation and differences of capillary pressure curves of gas, gas-water and water reservoirs. Duguijiahan trap which is located in the western part of the study area is defined as a strong dynamic trap because of its strongest reservoir-forming energy, while Subuerga trap which is located in the eastern part is defined as a weak dynamic trap because of the minimum reservoir-forming dynamics. Based on the study of reservoir-forming dynamics, six modes of water and gas layer are recognized in the three traps according to the occurrence and overlapping patterns of gas and water layers. After analyzing the differences of geological conditions, trap dynamics and water-gas differentiation, it is suggested that hydrocarbon generation intensity and trap sealing condi-

收稿日期:2015-12-20;修订日期:2016-02-20。

第一作者简介:张威(1986—),男,硕士、助理研究员,油气地质勘探。E-mail:cupzhangwei@126.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目(P13109)。

tion are the main controlling factors of reservoir-forming dynamics. Trap dynamics and reservoir heterogeneity conjointly control the distribution of gas and water.

Key words: gas-water distribution, capillary resistance, reservoir-forming dynamic, lithologic trap, Hangjinqi area, Ordos Basin

杭锦旗地区十里加汗区带位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡北部,紧邻苏里格气田。该区带面积 2 200 km², 目前已在石炭系太原组及二叠系山西组、下石盒子组发现 6 套气藏,具备形成大型气田的地质条件和储量规模,其中下石盒子组 1 段(盒 1 段)气藏规模最大,为该区域主力含气层。近期勘探和研究表明,十里加汗区带岩性气藏局部呈现出含水特征。因此,气水层赋存状态与分布规律成为本区气藏研究的重点问题之一。

对于致密岩性气藏的成藏规律与气水分布特征,近年来很多学者做了大量研究^[1-3],提出了深盆地理论^[4-6]、连续型油气聚集理论^[7]、近源箱形成藏模式^[8-10]和准连续型油气聚集理论^[11-12]等。对于岩性圈闭的成藏动力,李明诚等^[13]提出“动力圈闭”的概念,认为超压是油气在低渗透致密储层中运聚的主要动力,“动力圈闭”就是油气被超压充注到低渗透致密储层中最重要的一种成藏作用。冯志强等^[14]在松辽盆地发现“油气超压运移包络面”,包络面为油气超压运移所波及的空间范围,包络面内多形成致密性油气藏,包络面外通常形成常规油气藏,泄压层是大规模油气超压运移的必要条件。庞雄奇^[15]等通过物理模拟实验说明了含油气盆地的地质相、流体势、烃源灶是影响圈闭含油气性的决定性因素。

以上研究表明,岩性圈闭的含气性不仅取决于储层物性,还取决于圈闭的成藏动力。但成藏动力的恢复是目前岩性圈闭成藏研究的难点,它不仅与成藏期源-储压差有关,还与成藏期的泄压作用有关。为此,本文以十里加汗区带盒 1 段为研究对象,从储层的孔喉结构和压汞实验为切入点,根据天然气充注阻力来逆向分析成藏动力,进一步结合气水层的测井响应特征,总结了不同成藏动力下气水赋存模式和分布特征。

1 气藏基本特征

杭锦旗地区十里加汗区带现今构造整体为东部高、西南低的宽缓单斜,平均坡降为 5 m/km。区内除有少数的鼻状构造外,地层大都十分平缓,不具备形成大型构造圈闭的条件,主要发育大面积的岩性圈闭气藏。

上古生界内部沉积连续,以海陆过渡相-陆相河道砂岩沉积为主,地层自下而上发育石炭系太原组以及二叠系山西组、下石盒子组、上石盒子组和石千峰组,其中,太原组与山西组的煤层为主要烃源岩。连续

分布的上石盒子组大套泥岩为区域性盖层。主力含气层段为盒 1 段、盒 3 段和山西组 2 段。

盒 1 段气藏主要储集体为三角洲平原及冲积扇上的辫状河砂体,岩石类型为(含砾)粗-中粒石英砂岩和岩屑石英砂岩,储层地面分析空气渗透率为(0.15 ~ 1.5) × 10⁻³ μm²,孔隙度为 5% ~ 15%,气藏压力系数为 0.85 ~ 0.94,天然气 CH₄ 含量占总烃的 92.8%,不含 H₂S。平均直井井口产量小于 1.0 × 10⁴ m³/d,大部分井不经压裂改造无法获得工业产量。

盒 1 段试气出水井平均出水量为 2 ~ 20 m³/d。地层水分析资料表明,水型均为 CaCl₂ 型,矿化度为 35 ~ 69 g/L,主要为原始地层沉积水。气藏无明显的气水界面与边底水,具有大面积含气、局部含水的特征。

2 岩性气藏气、水分异及圈闭成藏动力

2.1 岩性气藏气、水垂向分异的动力条件

研究区盒 1 段低渗透砂岩气藏为高压充注成藏^[8],成藏后气水分布主要受储层毛细管力与气体向上浮力共同控制^[16]。本次研究利用压汞法获得的毛细管压力曲线来分析成藏动力及分异动力。

2.1.1 气藏条件下储层毛细管阻力

首先将实验室内毛细管压力转换为气藏条件下毛细管压力^[17](图 1)。

$$p_{cr} = p_{cl}\delta_r \cos\theta_r / (\delta_l \cos\theta_l) \quad (1)$$

式中: p_{cr} 为气藏条件下毛细管压力,MPa; p_{cl} 为实验室条件下毛细管压力,MPa; δ_r 为气藏条件下气、水两相界面张力,在研究区盒 1 段气藏条件下(27 MPa, 90 °C) δ_r 取 30 mN/m; θ_r 为气藏条件下水-气-岩石接触角,由于水是完全润湿流体,天然气为强非润湿相, θ_r 取 0°; δ_l 为试验室内水银的界面张力,取 480 mN/m; θ_l 为试验室内水银-岩石接触角,取 140°。

由以上参数可得:

$$p_{cr} = 0.08p_{cl} \quad (2)$$

2.1.2 气、水垂向分异条件

天然气的向上浮力 p_{gr} 为天然气成藏的主要动力,在储层中的大小与气柱连续高度和气、水密度差成正比^[17]。

$$p_{gr} = H(\rho_w - \rho_g)/100 \quad (3)$$

式中: p_{gr} 为浮力,MPa; H 为气柱高度,m; ρ_w 为气藏条件下地层水的密度,取 1.05 g/cm^3 ; ρ_g 为气藏条件下天然气的密度,取 0.15 g/cm^3 。

当气柱产生的浮力 p_{gr} 大于毛细管阻力 p_{cr} ,使储层含气饱和度达到气体能够流动所对应的门槛值,可产生气水垂向分异作用。

根据本区盒1段储层非稳态法气水相渗实验,当含气饱和度大于20%时,气体开始流动,当含气饱和度大于50%时,地层水渗透率为零(图1)。

若成藏期储层气水置换不充分,就会有部分孔隙中残留地层水,形成气水混层。成藏以后,物性好、厚度大的储层中的天然气会逐渐聚集形成较高的气柱,若气柱的浮力大于储层 p_{c20} (含气饱和度达到20%时产生的毛细管阻力),则天然气开始向上流动,产生气水垂向弱分异,储层顶部含气饱和度大于底部,但尚不能形成纯气层。随着气柱的增大,若气柱的浮力大于储层 p_{c50} ,可在储层内产生气水垂向分异,储层顶部形成纯气层(图1)。

根据储层物性和孔喉结构特征,研究区储层可以分为3类储层,分别对应3组 p_{c20} 与 p_{c50} 。根据公式(2)与公式(3),可以分别计算出3类储层中气水垂向分异所需要的气柱高度(图1)。当I类储层中气柱高度达到5.5 m以上时,可以产生气水垂向弱分异,当气柱高度达到20 m以上时,可以产生气水垂向分异。II类储层气水垂向弱分异、气水垂向分异所需气柱高度为20 m和67 m。III类储层气水垂向弱分异、气水垂向分异所需气柱高度为67 m和373 m。

本区盒1段I类储层单层厚度分布在5~10 m,I+II类储层连续叠加厚度为10~25 m。根据以上分析,当成藏期储层中气水置换不充分时,成藏后局部储层可在浮力作用下形成气水垂向弱分异。当气柱高度产生的浮力不足以使储层中的天然气和地层水产生完全分异,不能形成上气下水的赋存状态。

2.2 岩性圈闭成藏动力

鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系致密岩性气藏为高压充注、近源成藏^[10,18-19]。由于地层平缓,十里加汗区带盒1段地层倾角为 0.3° ,储层平面非均质性强,单套高渗储层厚度一般小于10 m,其横向连续延伸长度不超过1 000 m,连续气柱高度不超过25 m,可见浮力很难成为低渗透致密储层大面积成藏的主要油气运聚动力。超压是油气向低渗透致密储层中充注运移的主要动力。超压主要是由邻近的烃源岩在大量生烃期间所产生,并在幕式排烃过程中传递到储层中^[8-9]。

成藏期岩性圈闭充注动力不仅与源-储压差有关,还与圈闭的封闭性及泄压作用相关。根据岩性圈闭的特点,本文提出“圈闭成藏动力”是生烃增压与圈闭泄压的综合作用结果。生烃超压向储层传递的通道是层间孔缝网络,传递介质是烃类和地层水等孔隙流体,孔隙流体在传递高压过程中会在圈闭中有一定的散失量,因而会产生泄压作用^[20]。当圈闭封闭性较强时,生烃高压向岩性圈闭传递时孔隙流体散失量小,泄压作用较弱,压力损失小,圈闭充注动力强,形成“强动力圈闭”;当圈闭中储层物性好、厚度大、连通性强时,圈闭封闭性较差,生烃高压向岩性圈闭传递时孔隙流体散失量大,泄压作用较强,压力损失大,圈闭充注动力较弱,形成“弱动力圈闭”。

岩性圈闭成藏过程实际上是油气依靠成藏动力驱替储层中地层水的过程^[21],充注主要阻力是储层的毛细管压力。当圈闭成藏动力大于储层排驱压力时,油气开始进入储层驱替水。在成藏初期,油气首先驱替较大孔隙中的地层水,当大孔隙中可动水被驱替之后,如果成藏动力足,则开始驱替小孔隙中的地层水,成藏动力越大,作用时间越长,被驱替的有效孔隙中的地层水越多,含水饱和度越大。因此,圈闭成藏动力决定了天然气能突破的最大毛细管阻力和能充注的最小孔隙,强动力圈闭中气层的最大毛细管压力要大于弱动

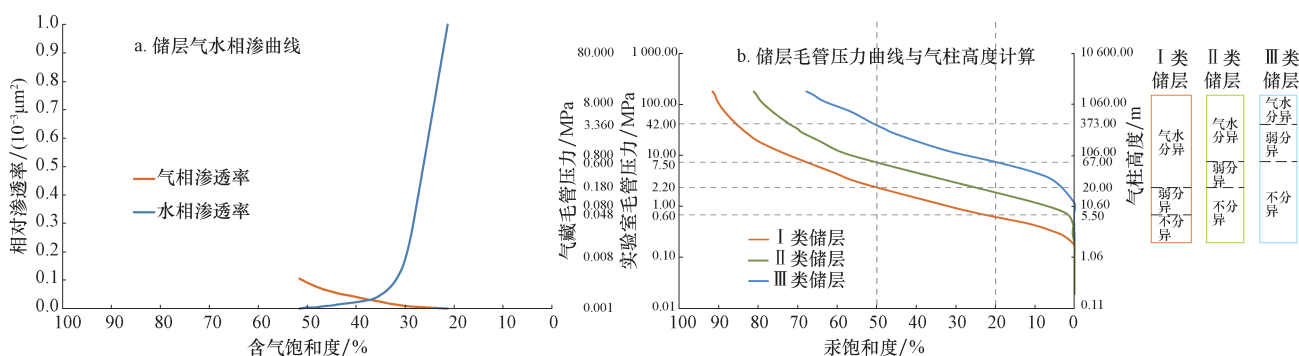


图1 用压汞实验和气水相渗法分别确定十里加汗区带盒1段3类储层气、水垂向分异条件

Fig. 1 Vertical differentiation conditions of gas-water obtained via mercury injection and gas-water relative permeability measurement respectively in the reservoir of the 1st Member of Xiashihezi Formation in Shilijiahan zone

力圈闭;相同物性和孔喉结构的储层,成藏动力越大,含气饱和度越高。

根据以上分析,本次研究利用气层的含气饱和度和毛细管阻力来逆向分析圈闭成藏动力特征及其差异性。

根据气水相渗和压汞实验,在气水置换过程中,当储层含气饱和度大于 20%且小于 50%时,气相开始连续流动,会形成气水同层,测试后气水同出。随着含气饱和度继续增大,当含气饱和度大于 50%时,水相停止流动,形成纯气层,测试后只产气、不产水。对本区 3 个不同圈闭的气层、含气水层、水层和致密层进行压汞实验,分别获得它们的压汞曲线(图 2)。本区纯气层的含气饱和度 50%~70%,气水同层的含气饱和度为 30%~50%。因此,在发育纯气层的圈闭内,纯气层的压汞曲线 p_{c50} 最大值反映该圈闭的成藏动力。在不发育纯气层,只发育气水同层和水层的圈闭中,说明圈闭充注动力不足以使圈闭内储层完成气水置换,气水同层的压汞曲线 p_{c30} 最大值也反映该圈闭的成藏动力。

独贵加汗圈闭,纯气层的压汞曲线 p_{c50} 最大值为 20 MPa,根据公式(2),对应的气藏条件下的 p_{c50} 为 1.6 MPa,说明圈闭成藏期的充注动力至少可以突破 1.6 MPa 的毛细管阻力。在十里加汗圈闭,纯气层的压汞曲线 p_{c50} 最大值为 8.0 MPa,对应的气藏条件下的 p_{c50} 为 0.64 MPa,说明圈闭成藏期的充注动力至少可以突破 0.64 MPa 的毛细管阻力。在苏布尔嘎圈闭,不发育纯气层,气水同层的压汞曲线 p_{c30} 最大值为 3.0 MPa,

对应的气藏条件下的 p_{c30} 为 0.24 MPa,说明圈闭成藏期的充注动力至少可以突破 0.24 MPa 的毛细管阻力。根据 3 个圈闭成藏动力相对值,定义独贵加汗圈闭为“强动力圈闭”,十里加汗圈闭为“较强动力圈闭”,苏布尔嘎圈闭为“弱动力圈闭”(图 2;表 1)。

3 不同圈闭成藏动力下气、水赋存模式

在圈闭成藏动力研究基础上,利用致密砂岩气、水层的测井响应特征^[16,22],根据气层与水层的叠置关系,天然气与地层水的赋存状态,将研究区分为 6 类气水赋存类型(图 3)。其中,强动力圈闭中发育高饱和和气层与弱分异气层为主,较强动力圈闭发育气水相间叠置层与气水两相混层为主,局部发育高饱和气层,弱动力圈闭发育气水两相混层与弱分异含气水层为主,孤立水层在不同圈闭均有发育。

3.1 高饱和气层

高饱和气层是指物性好、含气饱和度高,测试气产量大于 10 000 m³/d,不产水的气层。在较强的圈闭动力背景下,孔隙结构好、相对高孔渗的(含砾)粗粒砂岩储层由于排驱压力较低(小于 0.5 MPa),天然气充注阻力小,自由水被天然气充分置换,仅小孔喉中残余少量束缚水,从而形成高含气饱和度气层。

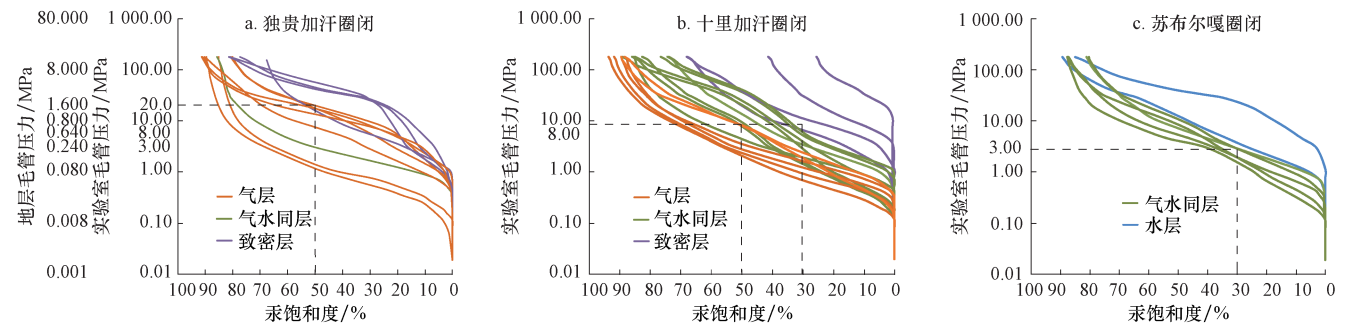


图 2 十里加汗区带 3 个圈闭气层、气-水同层、水层及致密层压汞曲线特征

Fig. 2 Capillary pressure curves of gas layers, gas-water layers, water layers and tight layers in the three traps in Shilijiahan zone

表 1 十里加汗区带不同动力圈闭差异性及气、水分布特征

Table 1 Gas-water distribution in different dynamic lithologic traps in Shilijiahan zone

圈闭动力类型	能突破的最大毛细管阻力/MPa	生烃强度/ (10 ⁸ m ³ · km ⁻²)	泄压作用	纯气层的中值 p_{c50} (实验室)/MPa	气水同层的 p_{c30} (实验室)/MPa	气水赋存模式	气水分布特征
强动力圈闭	1.60	20~45	弱	1~20	—	高饱和气层 弱分异气层	整体连片含气, 局部孤立含水
较强动力圈闭	0.64	10~40	较强	2~8	1~6	气水相间叠置层 气水两相混层 孤立水层	气水相间叠置, 物性控制甜点
弱动力圈闭	0.24	5~35	强	—	1~3	弱分异含气水层 孤立水层	整体气水同层, 局部高产富集

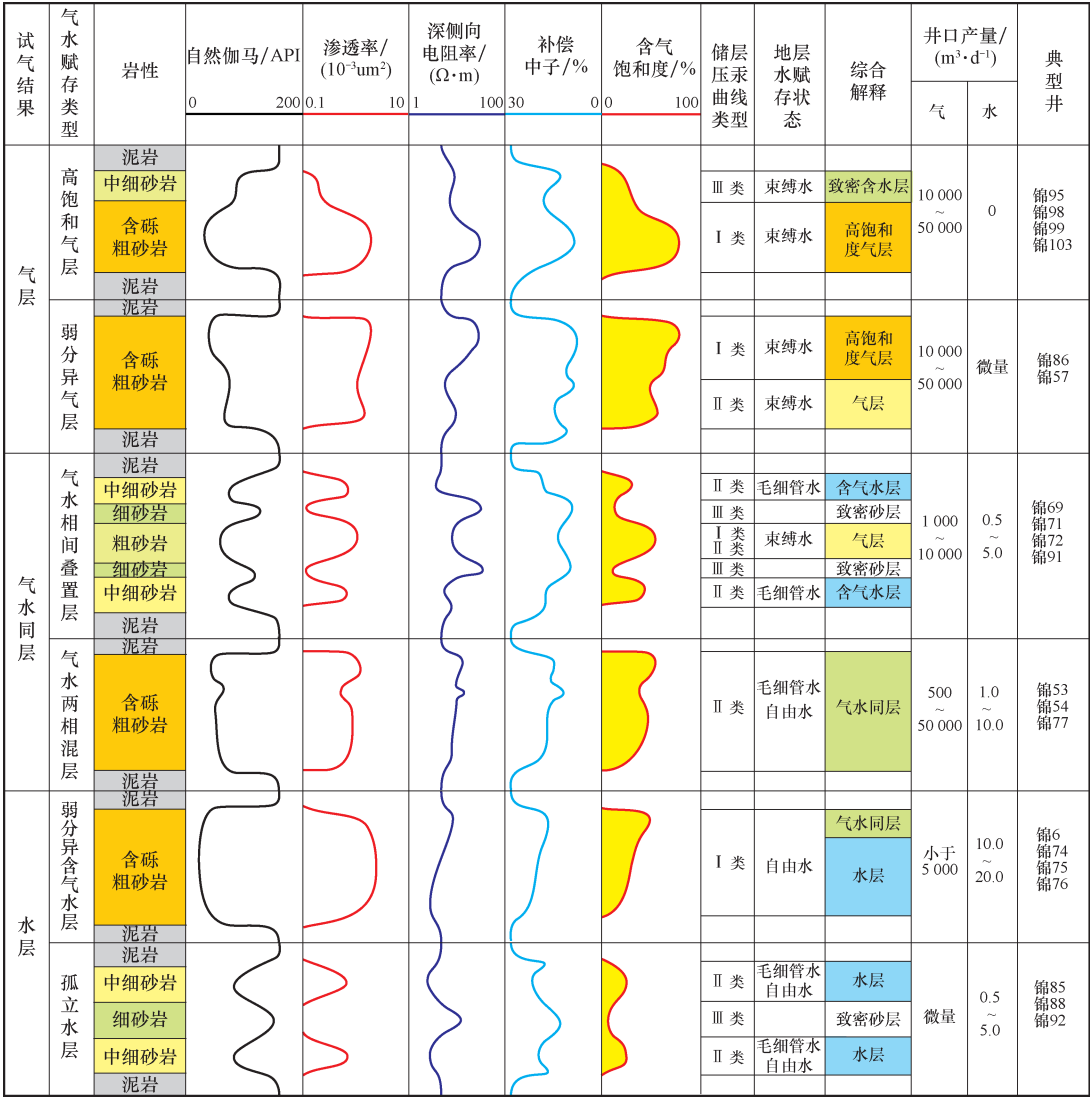


图3 十里加汗区带盒1段气藏气、水赋存类型

Fig. 3 Gas-water occurrence patterns in the reservoir of the 1st Member of Xiashihezi Formation in Shilijahan zone

3.2 弱分异气层

弱分异气层是指物性和含气饱和度在纵向上存在上高下低的差异,测试气产量大于10 000 m³/d,不产水或仅产微量水的气层。在厚层反旋回沉积储层中,储层渗透率表现为上高下低,上部排驱压力小于0.5 MPa,气水置换阻力小,形成高饱和气层。下部孔喉结构和物性变差,排驱压力为0.5~2.0 MPa,气水置换不完全,形成相对低饱和气层,残余微量自由水,仍以束缚水为主。这种含气饱和度上高下低差异的主要成因是物性的差异。在厚度较大的储层中,可以形成足够高的连续气柱,成藏后的浮力作用也会造成纵向上含气饱和度的差异。

3.3 气、水相间叠置层

气水相间叠置层是指气层与含气水层在纵向上由致密夹层分割、交互叠置的气层。在沉积水动力

相对较弱的河道上,形成的储层往往非均质性较强,致密夹层较多,储层被分割成较薄的独立单元,相互不连通。当成藏动力不足时,天然气优先充注物性好、阻力小的储层。物性较差的储层由于毛细管阻力较大,气水置换程度小,形成含气水层。因此,在气水相间叠置层较发育的区域,物性对气层的含气性具有较强控制作用,物性和孔喉结构较好的储层往往能成为含气“甜点”。

气水相间叠置层一般测试无自然产能,压裂后气产气量1 000~10 000 m³/d,甜点层段产气量较高,产水量0.5~5.0 m³/d。

3.4 气、水两相混层

气水两相混层是指天然气与地层水在储层中呈混储状态,无明显气水分异。这类储层排驱压力一般0.5~2.0 MPa,在成藏期充注动力不足的情况下,受毛管阻力限制,天然气只能进入大喉道孔隙,在小喉道孔

隙中残余地层水,形成气水混层。

3.5 弱分异含气水层

弱分异含气水层是指厚度大、物性好、含气饱和度小于50%且上高下低的含气水层。这类储层排驱压力一般小于1.0 MPa,物性相对较好。在成藏动力较弱的圈闭中,这类储层在成藏期不能完成气水置换,形成含气水层;成藏后储层中形成的气柱浮力大于毛细管阻力,推动天然气向储层顶部运移,导致气水呈弱分异,储层顶部含气饱和度相对较高,底部为滞留水层。

3.6 孤立水层

孤立水层是指呈透镜体状或薄层状、与相邻气层或水层不连通的水层。在河漫滩发育部位或河道侧翼部位,容易形成“泥包砂”的岩性组合,储层厚度小且被周围泥岩封闭,成藏期无法进行气水置换而形成孤立水层。

4 圈闭成藏动力差异机理及气、水层平面分布特征

根据以上分析,圈闭成藏动力与生烃增压正相关,与圈闭泄压反相关,因此圈闭之下烃源岩的生烃强度与圈闭上倾方向的封闭性是圈闭成藏动力的主控因素。而圈闭成藏动力与沉积相及储层非均质性特征则

控制圈闭内气水分布(表1;图4,图5)。

4.1 强动力圈闭——独贵加汗圈闭

该圈闭下覆地层烃源岩的生烃强度最大,主体分布在 $(20 \sim 40) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,局部大于 $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,较强的生烃能力是该圈闭具备强动力的基础;同时,在该圈闭砂体上倾方向,北部盒1段尖灭缺失,东北部渐变为河漫沉积,砂体变薄,使得该圈闭具有较强的封闭性,泄压作用弱(图4)。

圈闭内盒1段分流河道砂体的自然伽马曲线以钟型和箱形为主,I类与II类储层比较发育,储层内部致密夹层少,单层厚度不大,主体分布为5~10 m,呈多层叠合连片分布。河漫沉积区发育孤立砂体,与主河道储层不连通,物性相对较差。在强充注动力作用下,圈闭内I类与II类储层均可以完成气水置换,分流河道上大面积发育高饱和气层和弱分异气层,河漫区局部发育气水相间叠置层和孤立水层,形成“整体连片含气、局部孤立含水”的气水分布格局(图4,图5)。

4.2 较强动力圈闭——十里加汗圈闭

该圈闭下覆地层烃源岩的生烃强度略低于独贵加汗圈闭,主体分布在 $(20 \sim 40) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,同样具备较好的生烃超压的条件。在圈闭上倾方向,沉积相向北渐变为河漫沉积,砂体变薄,总体封堵性较强,但在圈闭东北部上倾方向发育主河道沉积,砂体厚度大,北东向连通性较好,具有一定的泄压条件(图4)。

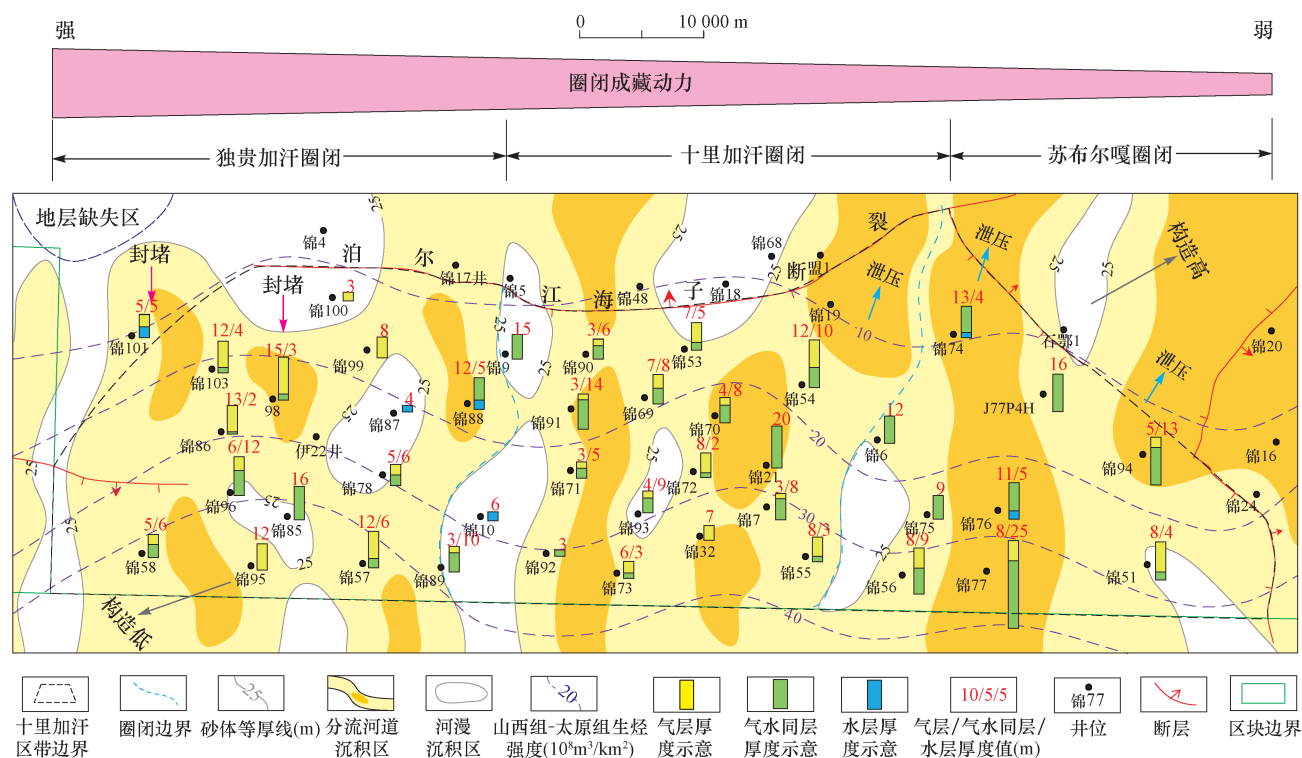


图4 十里加汗区带盒1段岩性圈闭综合评价

Fig. 4 Comprehensive evaluation graph of lithologic traps in the reservoir of the 1st Member of Xiashihezi Formation in Shilijiahan zone

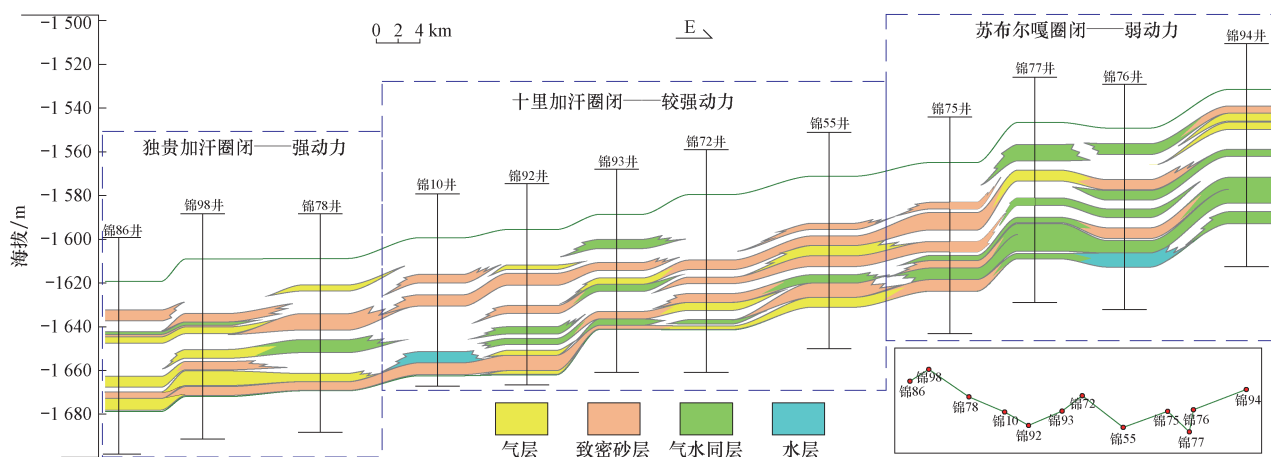


图5 十里加汗区带不同动力类型岩性圈闭盒1段气藏发育特征

Fig. 5 Characteristics of gas reservoirs in different dynamic lithologic traps of the 1st Member of Xiashihezi Formation in Shilijiahan zone

圈闭内盒1段河道砂体的自然伽马曲线以齿化箱形和钟形为主,储层非均质性较强,I类储层厚度小,单层厚度为5 m左右,II类储层和III类储层比较发育,单层厚度5~15 m,但致密夹层较多,储层被致密夹层分割。在较强动力作用下,I类储层可以完成气水置换,形成高饱和气层,成为“甜点”。II类储层和III类储层中气水置换不彻底,形成气水相间叠置层和气水两相混层;总体为“气水相间叠置,物性控制甜点”的气水分布格局(图4,图5)。

4.3 弱动力圈闭——苏布尔嘎圈闭

该圈闭下覆地层烃源岩的生烃强度最低,主体分布在 $(10 \sim 30) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,仍具备一定的生烃超压的条件。在圈闭北部和东北部上倾方向,分流河道大面积发育,砂体厚度大,连通性较好,具备较好的泄压条件(图4)。

圈闭内盒1段河道砂体的自然伽马曲线以光滑箱形为主,I类储层与II类储层比较发育,储层物性好,单层厚度大,主体分布为10~15 m,致密夹层少,呈大面积叠合连片分布。在弱动力作用下,圈闭内大部分储层在成藏期气水置换不充分,形成气水两相混层,成藏后在一些厚度大、物性好的储层中产生局部气水分异,形成弱分异含气水层;部分物性较好、厚度不大的储层也可以形成高饱和气层。总体上为“整体气水同层、局部高产富集”的气水分布格局(图4,图5)。

5 结论

1) 盒1段储层为低孔、低渗特征,非均质性强,不具备气水垂向彻底分异的条件。当I类储层单层厚度大于5.5 m,I+II类储层连续叠加厚度大于20 m时,具备气水垂向弱分异的条件。

2) 研究区盒1段3个岩性圈闭具备不同的成藏动力,独贵加汗圈闭成藏动力可以突破1.6 MPa阻力,为“强动力圈闭”。十里加汗圈闭成藏动力可以突破0.64 MPa阻力,为“较强动力圈闭”。苏布尔嘎圈闭成藏动力可以突破0.24 MPa的阻力,为“弱动力圈闭”。

3) 3类不同动力圈闭中气水赋存状态和叠置类型不同,可分为6类气水赋存模式。其中,强动力圈闭中发育高饱和气层与弱分异气层为主,较强动力圈闭发育气水相间叠置层与气水两相混层为主,局部发育高饱和气层,弱动力圈闭发育气水两相混层与弱分异含气水层为主,孤立水层在不同圈闭均有发育。

4) “圈闭成藏动力”是生烃增压与圈闭泄压的综合作用结果,因此圈闭之下烃源岩的生烃强度与圈闭上倾方向的封闭性是圈闭成藏动力的主控因素。圈闭成藏动力与沉积相分布及储层非均质性则控制圈闭内气水分布。

5) 独贵加汗圈闭气水分布特征为“整体连片含气、局部孤立含水”,十里加汗圈闭的气水分布特征为“气水相间叠置,物性控制甜点”,苏布尔嘎圈闭的气水分布特征为“整体气水同层、局部高产富集”。

参 考 文 献

- [1] 赵文智,汪泽成,朱怡翔,等.鄂尔多斯盆地苏里格气田低效气藏的形成机理[J].石油学报,2005,26(5):5-9.
Zhao Wenzhi, Wang Zecheng, Zhu Yixiang, et al. Forming mechanism of low-efficiency gas reservoir in Sulige Gas Field of Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(5): 5-9.
- [2] 付金华,魏新善,黄道军.鄂尔多斯大型含煤盆地岩性气藏成藏规律与勘探技术[J].石油天然气学报,2005,27(1):137-141.
FuJinhua, Wei Xinshan, Huang Daojun. Law of reservoir formulation and exploration techniques of natural gas lithologic reservoir in Ordos Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2005, 27(1): 137-

- 141.
- [3] 王庭斌,董立,张亚雄. 中国与煤成气相关的大型、特大型气田分布特征及启示[J]. 石油与天然气地质,2014,35(2):167-182.
Wang Tingbin, Dong Li, Zhang Yaxiong. Distribution of large and giant coal-related gas fields in China and its significance[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 167-182.
- [4] 闵琪,杨华,付金华. 鄂尔多斯盆地的深盆地[J]. 天然气工业,2000,20(6):11-15.
Min Qi, Yang Hua, Fu Jinhua. Deep basin gas in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(6): 11-15.
- [5] 马新华. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆地特点与成藏机理探讨[J]. 石油学报,2002,23(5):23-27.
MaXinhua. Pressure features and trapping mechanism of deep basin gas pool[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(5): 23-27.
- [6] 张金亮,常象春,张金功. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆地气藏研究[J]. 石油勘探与开发,2000,27(4):30-35.
Zhang Jinliang, Chang Xiangchun, Zhang Jingong. Research on the deep basin gas of the Upper Paleozoic in the Ordos basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(4): 30-35.
- [7] 邹才能,陶士振,袁选俊,等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报,2009,30(3):324-331.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 324-331.
- [8] 李良,袁志样,惠宽洋,等. 鄂尔多斯盆地北部上古生界天然气聚集规律[J]. 石油与天然气地质,2000,21(3):268-271.
Li Liang, Yuan Zhixiang, Xi Kuanyang, et al. Accumulation regularity of Upper Paleozoic gas in north Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(3): 268-271.
- [9] 郝蜀民,惠宽洋,李良. 鄂尔多斯盆地大牛地大型低渗气田成藏特征及其勘探开发技术[J]. 石油与天然气地质,2006,27(6):762-768.
Hao Shumin, Xi Kuanyang, Li Liang. Reservoir features of Daniudi low-permeability gas field in ordos basin and its exploration and development technologies[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 762-768.
- [10] 郝蜀民,陈召佑,李良. 鄂尔多斯大牛地气田致密砂岩气成藏理论与勘探实践[M]. 北京:石油工业出版社,2011:209-293.
Hao Shumin, Chen Zhaoyou, Li Liang. Reservoiring theory and exploration practice of tight sandstone gas reservoir in daniudi gas field in Ordos Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 209-293.
- [11] 赵靖舟. 非常规油气有关概念、分类及资源潜力[J]. 天然气地球科学,2012,23(3):393-406.
Zhao Jingzhou. Conception classification and resource potential of unconventional hydrocarbons [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 393-406.
- [12] 赵靖舟,白玉彬,曹青,等. 鄂尔多斯盆地准连续型低渗透-致密砂岩大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质. 2012,33(6):811-827.
Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oilfields in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 811-827.
- [13] 李明诚,李剑. “动力圈闭”——低渗透致密储层中油气充注成藏的主要作用[J]. 石油学报,2010,31(5):718-722.
Li Mingcheng, Li Jian. “Dynamic trap”: A main action of hydrocarbon charging to form accumulations in low permeability-tight reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 31(5): 718-722.
- [14] 冯志强,张顺,冯子辉. 在松辽盆地发现“油气超压运移包络面”的意义及油气运移和成藏机理探讨[J]. 中国科学:地球科学,2011,41(12):1872-1883.
Feng Zhiqiang, Zhang Shun, Feng Zihui. Discovery of “Enveloping Surface of oil and gas overpressure migration” in the Songliao Basin and its bearings on hydrocarbon migration and accumulation mechanisms [J]. Scientia Sinica (Terrae), 2011, 41(12): 1872-1883.
- [15] 庞雄奇,陈冬霞,张俊,等. 相一势—源复合控油气成藏机制物理模拟实验研究[J]. 古地纪学报,2013,15(05):575-592.
Pang Xiongqi, Chen Dongxia, Zhang Jun, et al. Physical simulation experimental study on mechanism for hydrocarbon accumulation controlled by facies-potential-source coupling [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(05): 575-592.
- [16] 石玉江,杨小明,张海涛,等. 低渗透岩性气藏含水特征分析与测井识别技术——以苏里格气田为例[J]. 天然气工业,2011,31(2):25-28.
Shi Yujiang, Yang Xiaoming, Zhang Haitao et al. Water-cut characteristic analysis and well logging identification methods for low-permeability lithologic gas reservoirs: A case study of the Sulige Gas Field [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(2): 25-28.
- [17] 王允诚. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社. 1993:143-213.
Wang Yuncheng. Reservoir physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993: 143-213.
- [18] 任战利,李文厚,梁宇,等. 鄂尔多斯盆地东南部延长组致密油成藏条件及主控因素[J]. 石油与天然气地质,2014,35(2):190-198.
Ren Zhanli, Li Wenhui, Liang Yu, et al. Tight oil reservoir formation conditions and main controlling factors of Yanchang Formation in southeastern Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 190-198.
- [19] 任晓霞,李爱芬,王永政,等. 致密砂岩储层孔隙结构及其对渗流的影响——以鄂尔多斯盆地马岭油田长8储层为例[J]. 石油与天然气地质,2015,36(5):774-779.
Ren Xiaoxia, Li Aifen, Wang Yongzheng. Pore structure of tight sand reservoir and its influence on percolation—Taking the Chang 8 reservoir in Maling oilfield in Ordos Basin as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 774-779.
- [20] 孙怡. 成藏动力对束缚水饱和度的影响[J]. 油气地质与采收率,2007,14(2):64-66.
Sun Yi. The influence of reservoir-forming dynamic on irreducible water saturation [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(2): 64-66.
- [21] 曾溅辉,金之钧. 油气二次运移和聚集物理模拟[M]. 北京:石油工业出版社,2000:50-55.
Zeng Jianhui, Jin Zhijun. Experimental simulation of secondary hydrocarbon migration and accumulation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 50-55.
- [22] 张威,贾会冲,孙晓. 鄂尔多斯盆地定北区块太2段致密砂岩气层识别[J]. 新疆石油地质,2015,36(1):48-54.
Zhang Wei, Jia Huichong, Sun Xiao. Identification of tight sandstone gas reservoir of T2 Member in Dingbei Block in Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(1): 48-54.