

文章编号: 0253-9985(2011)01-0091-07

苏里格地区石炭-二叠系天然气充注特点及充注能力

陈义才¹, 林杭杰¹, 唐波¹, 赵鹤森¹, 魏新善², 刘新社², 赵惠涛²

(1. 成都理工大学, 四川 成都 610059 2. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710021)

摘要: 苏里格地区石炭-二叠系烃源岩广泛分布。在区域构造平缓 and 储层物性普遍较差的背景下, 天然气二次运移以气体膨胀驱动为主。天然气充注能力的大小不仅取决于烃源岩的有效排气量, 而且与被充注的储层厚度及储层孔隙度有关, 从而提出用储层天然气充注指数定量评价天然气的充注能力。参考储层气、水两相渗流实验分析结果, 确定储层天然气强充注、中等充注和弱充注的储层天然气充注指数评价标准。苏里格地区石炭-二叠系天然气有效充注主要发生在石炭系本溪组-二叠系盒 8 段之间, 储层天然气充注指数在多数地区为 0.4~0.6 总体上属于中等-强充注。

关键词: 储层 气体膨胀 储层天然气充注指数 石炭-二叠系 苏里格气田

中图分类号: TE122.1 **文献标识码:** A

Characteristics and potential of gas charging in the Permian-Carboniferous of Sulige region

Chen Yicai¹, Lin Hangjie¹, Tang Bo¹, Zhao Hesen¹, Wei Xinshan²,
Liu Xinshe² and Zhao Huitao²

(1. Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059 China)

(2. Petroleum Exploration and Development Research Institute, PetroChina PCOP, Xi'an, Shaanxi 710021, China)

Abstract The Permian-Carboniferous source rocks are widely distributed in the Sulige region. With a flat regional structural relief and poor reservoir poroperm characteristics as background, the secondary migration of gas in the region is mainly driven by gas expansion. Gas charging potential is not only depended on the amount of gas expelled from the source rocks but also closely related to the thickness and porosity of the reservoirs to be charged. The author therefore proposes in the paper a quantitative method for gas charging potential evaluation by using reservoir charging index (*RCI*). Experimental results of two phase (gas-water) flow were also used to determine the evaluation standards of *RCI* at high, moderate and low gas charging potentials respectively. For the Permian-Carboniferous in Sulige Region, effective gas charging mainly occurs between the Carboniferous Benxi Formation and the 8th member of the Permian Shuhezi Formation. Their *RCI* values are in the range from 0.4 to 0.6 indicating a medium to high gas charging potential as a whole.

Key words reservoir; gas expansion; reservoir charging index; Permian-Carboniferous; Sulige gasfield

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西部, 是发育于石炭-二叠系碎屑岩系中的大型砂岩性圈闭气藏^[1-2]。1999 年被发现以来, 目前已基本明确了苏里格大气田的轮廓, 主力含气层段为二叠系下石盒子组的盒 8 段和山西组 1、2 段。近年来勘探成果显示, 储层中含气性广泛, 但是含

气丰度变化大, 气水分布关系复杂。许多学者虽然对鄂尔多斯盆地上古生界天然气的成藏机理进行了研究, 但是仍然存在一定分歧^[3-6]。苏里格地区石炭-二叠系发育广覆式煤系烃源, 从生气强度来看, 普遍超过 $20.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 具有形成大中型气田的气源条件^[7-8], 但是从生气效率来看, 烃

收稿日期: 2010-12-14

第一作者简介: 陈义才 (1963-), 男, 博士, 副教授, 油气藏形成与分布规律。

基金项目: 国家杰出青年基金项目 (40602012)。

源岩的主要生气期持续时间长且距今时间也长,又属于低效的气源灶^[9]。气源条件是天然气富集藏的基本条件之一,尤其当地层平缓而储层普遍致密化时,天然气的充注强度大小是砂体中孔隙水被驱替程度高低的关键因素。为了进一步认识苏里格地区石炭-二叠系天然气富集控制因素,扩大勘探领域,作者针对苏里格地区石炭-二叠系的生储盖组合和天然气成藏特征,提出储层天然气充注指数对烃源岩的供烃能力进行定量评价。

1 气、水分布特征

苏里格地区石炭-二叠系地层水在层位上主要分布在石盒子组和山西组,其次是太原组。除少数井段产出水受钻井液和气层凝析水影响外,其余绝大多数地层水矿化度的在 20~50 g/L,水型均为氯化钙型,阳离子中以碱金属离子 Na⁺ 和 Ca²⁺ 占绝对优势,镁离子含量甚微。根据苏里格地区上古生界 320 口井的试气资料统计,在 66 口探井的石盒子组共 170 个试气层段中,产气层段 95 个,产水层段 28 个(其中产凝析水的 5 个层段)在 49 口探井的山西组共 78 个试气层段中,产气层段 57 个,产水层段 19 个(其中产凝析水的 1 个层段),产出地层水的井数大约占总钻井数的 20%。日产水量为 0.89~45.50 m³,其中日产水量超过 10 m³ 大约占 40%。

1.1 气、水纵向分布特征

苏里格地区石炭-二叠系的产水层厚度小,一般在 1~3 m 之间,少数达到 4~6 m。气水层在纵向上,除了气层与水层之间被泥岩或致密砂岩分隔而呈相互独立的分布外,同一层段的砂体中,水层与气层的分布关系比较复杂。根据测井解释和试气成果分析,储层中气、水分布可以划分为 3 种类型:气层/水层,气、水互层和气、水同层。气层/水层是同一层段砂体中气层在上,水层在下,气层与水层之间一般没有明显的泥岩封隔层,少数分布有厚度小于 2 m 泥质砂岩。气、水互层的厚度较薄,在同一层段砂体中,气层与水层之间无隔层,呈互层分布,如苏 M 井盒 8 段(图 1)。气、水同层是指同一层段砂体中没有气层与水层的分界面,即既产水又同时产气。苏里格地区盒 8 段和山 1、山 2 段水层分布以气、水同层为主,其次为气、水互层。

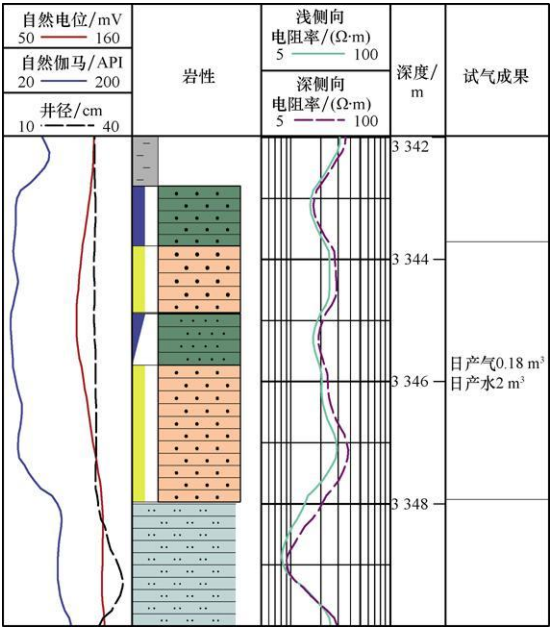


图 1 苏里格地区苏 M 井盒 8 段气、水分布
Fig. 1 Gas-water contact of the 8th member of the Permian Shizezi Formation in the well Su-M in Sulige region

1.2 气、水平面分布特征

苏里格地区盒 8 段水层主要分布在鄂托克旗东部、苏里格庙西部以及乌审旗东北,在其他地区只有零星分布(图 2)。山 1 段和山 2 段水层主要

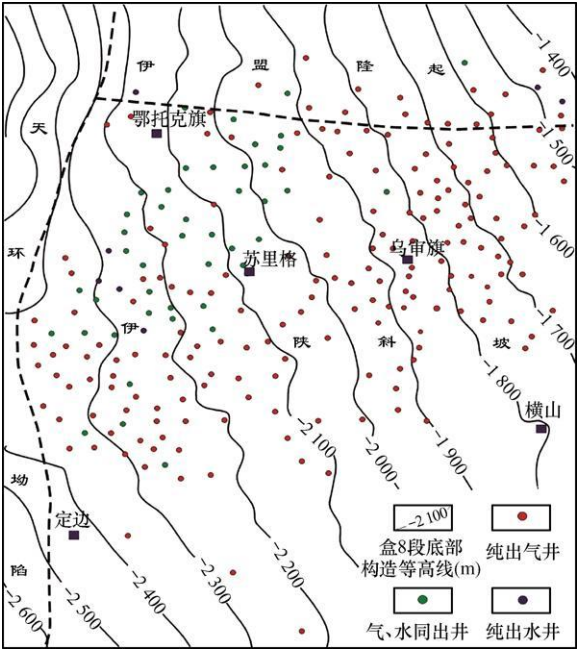


图 2 苏里格地区盒 8 段产水井分布^[10]
Fig. 2 Distribution of water and gas wells in the 8th member of the Permian Shizezi Formation in Sulige region

分布在苏里格庙西北的苏 19—苏 9—鄂 6—鄂 12 井一带和乌审旗东北的盟 4—统 18—统 6—陕 199 井一带。由于在纵向上多层位产水, 产水层段厚度较小, 在平面上产水井不受构造或海拔高程控制, 在倾向西南的区域平缓单斜构造高部位和低部位都有地层水相对富集区, 往往被产气井被分割, 平面上缺乏统一的气、水分布边界。

2 天然气充注方式

近十年来, 许多学者对鄂尔多斯盆地上古界天然气的成藏机理进行了大量研究, 提出了深盆气、岩性圈闭气藏等成藏模式^[3-6]。由于苏里格地区石炭-二叠系储层分布范围差异大、物性非均质性强, 天然气在不同类型砂体中充注方式必然有所差异。

2.1 天然气充注相态与通道

苏里格地区石炭-二叠系煤系地层有机类型为腐植型, 在成熟和高成熟过程中以产气态烃为主, 液态烃数量相对较少, 液态烃呈凝析气方式溶解于天然气中。根据大量烃源岩样品的抽提实验分析, 氯仿沥青“A”含量较低, 一般为 0.002%~0.060%, 反映液态烃生成数量低。此外, 目前所发现的气藏主要产干气以及个别井产少量凝析油, 也是烃源岩的生、排产物主要为气相的重要佐证。

苏里格地区石炭-二叠系区域构造稳定、局部构造幅度小, 断裂不太发育, 砂体是天然气二次运移的主要输导体系。砂体展布主要呈透镜体和复合条带状。透镜状砂体的厚度一般在 5 m 左右, 长宽比小于 5, 透镜状砂体的长度一般 1.5~2.0 km 以内, 主要分布在决口扇、河口坝、砂坪和废弃河道等微相。复合条带状砂体主要分布在三角洲水上、水下分流河道, 单砂体的厚度变化较大, 一般为 5~15 m, 相互叠置的复合砂体厚度为 50 m 左右, 宽度为 10~20 km, 平面上近南北顺水流方向呈长条带状展布, 长度几十千米甚至上百千米^[11-14]。复合砂体主要属于 II 类与 I 类储层, 但是单个砂体之间的非均质性明显。

2.2 天然气二次运移阻力

储层孔隙长期被地层水饱和, 具有亲水性, 在油气成藏过程中, 油气需要克服毛细管压力才能在储层中进行二次运移。毛细管压力的大小与表

面张力成正比, 与毛细管半径成反比。储层的孔隙和喉道存在非均质性, 油气在粗孔大喉道中驱替孔隙水的毛细管阻力比驱替小孔细喉道孔隙水的小。目前, 储层压汞曲线是研究储层毛细管压力的重要手段。由于压汞实验中水银-汞蒸气界面张力以及与岩石的接触角不同于实际地层条件下的气水或油水系统, 因此, 应用压汞曲线估算毛细管压力需要除以一个换算因子 K :

$$K = \frac{\delta_{Hg} \cos \theta_{Hg}}{\delta_{wg} \cos \theta_{wg}} \quad (1)$$

式中: δ_{Hg} 为水银的表面张力, nN/m δ_{wg} 为气-水界面张力, nN/m θ_{Hg} 为水银-岩石接触角 ($^{\circ}$) θ_{wg} 为气-水接触角 ($^{\circ}$)。

砂岩储层的换算系数一般在 5.4~8.3 之间。考虑到苏里格地区石炭-二叠系储层的性质以及埋藏的地层温度和压力, 换算因子可暂取平均值 6.5^[15]。对于 I 类储层而言, 当天然气连续气相运移的含气饱和度为 20% 时, 需要克服的毛细管阻力为 0.12~0.25 MPa II 类储层的毛细管阻力为 0.35~1.23 MPa II 类储层大约为 1.38~3.08 MPa

2.3 天然气二次运移动力

天然气以气相在储层中二次运移的动力主要有浮力、水动力和气体膨胀作用。浮力是由于烃类与孔隙水之间的密度差所产生, 从烃源岩中排出的油气以游离相的形式逐渐在大孔粗喉中聚集, 通过油(气)珠的生长, 形成连续相的烃柱, 然后在饱含水岩石孔隙中产生一种向上的浮力^[16]。苏里格地区石炭-二叠系区域构造稳定, 地层平缓(每公里平均坡降约 4 m), 储层物性较差, 区域水动力微弱。根据上述毛细管阻力估算, I 类储层天然气浮力驱动克服毛细管阻力需要的气柱高度平均约 25 m, 气柱长度 6~7 km II 类储层的临界气柱高度 50~150 m, 气柱长度约 12~37 km II 类储层的临界气柱高度 200~450 m, 气柱长度约 45~110 km。由于河流相复合带状砂体的非均质性强, 不同成因砂体之间的物性变化较大。苏里格地区在相邻井之间的同一层段地层压力系数出现明显变化, 表明在平面上存在多个压力系统^[17]。因此, 在横向上形成大规模连续气柱可能性小。

天然气在致密储层中的浮力在不足以克服毛细管阻力时, 气相运移主要依靠流体膨胀进行驱

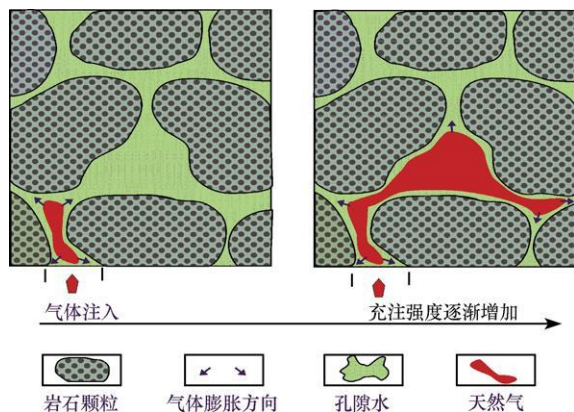


图 3 油气膨胀充注驱替孔隙自由水示意图

Fig 3 Diagram showing the process of gas and oil expanding charging and displacing free water in pores

动^[5,18]。孔隙流体的膨胀力来源于流体的弹性能。在封闭的孔隙中,当孔隙流体受热温度升高或孔隙体积中充注的流体质量增加,流体的压力都会升高。在实际油气成藏过程中,储层孔隙流体一般处于半封闭状态,孔隙流体的增温或流体充注引起膨胀作用,产生的瞬时超压也将驱动油气二次运移和聚集。在气体产生膨胀作用过程中,气体膨胀驱水并没有固定的方向,可以在四周各个方向排驱孔隙自由水,但是往往选择相邻喉道半径相对较大、毛细管阻力小的孔隙进行充注(图 3)。

刘新社等(2000)^[19]的盆地模拟研究表明,在三叠纪快速埋藏的正常古地温作用下,上古生界烃源岩的有机质开始进入生烃门限,并有少量烃类排出。在晚侏罗世到早白垩世,基于区域热事件的影响,古地温梯度达到 35~40℃/km,烃源岩有机质进入成熟-高成熟阶段,天然气开始大量生成。苏里格地区石炭-二叠系烃源岩从低成熟到高成熟阶段,地层温度从 70~80℃升高到 140~160℃,古地温几乎升高了一倍。按理想气体定容状态方程估算,储层天然气热膨胀产生的压力将升高 1.2 倍。由此可见,在天然气不断充注过程中,致密储层孔隙中烃类气体质量不断增加引起体积膨胀的同时,古地温大幅度增加也有助于天然气的膨胀驱动。

3 天然气充注强度评价

3.1 储层天然气体积充注指数计算公式

天然气从烃源岩生成到圈闭中聚集成藏,虽然涉及排烃方式、运移通道、保存条件等许多地质

因素,但是对于自生自储的岩性圈闭成藏系统来说,储层中天然气充注程度不仅与烃源岩的生烃潜力有关,烃源岩排烃系数、储层厚度以及储层孔隙度也有重要影响。苏里格地区石炭-二叠系广覆式烃源岩排出的天然气,无论在源内组合或近源组合的储层中充注成藏,天然气在横向上二次运移的距离都比较小,其充注程度取决于烃源岩排出的天然气体积与其储层孔隙体积的相对大小。因此,综合烃源和储层条件,我们提出储层天然气充注指数 RCI (reservoir charging index) 来反映单位面积内储层中天然气充注程度:

$$RCI = \frac{AB_g Q_g K_p}{H \phi} \quad (2)$$

式中: RCI 为储层中天然气充注程度,无量纲,小数; Q_g 为烃源岩生气烃强度, $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; K_p 为烃源岩排烃系数,无量纲,小数; H 为储层厚度, m; ϕ 为储层孔隙度, %; B_g 为天然气体积系数,无量纲; A 为单位换算系数, $A = 10^{-4}$ 。

苏里格地区上石炭统、下二叠统太原组潮坪环境,山西组三角洲平原形成了广泛发育的煤层和暗色泥岩,而同期形成的障壁砂坝砂体、分流河道砂体与气源岩呈互层式、指状式、侧向式、覆盖式以及包裹式等多种接触方式,形成源内组合,而盒 8 与盒 7 储层之间的厚层砂质泥岩、泥岩封盖能力强,构成了盒 8 段直接盖层,形成近源组合^[5]。在源内组合和近源组合中,烃源岩的水溶相天然气排烃到邻近储层的脱溶作用较小,水溶相排烃产物仍然以水溶方式在储层进行二次运移而被散失,因此,在储层中不能形成有效充注。分子扩散是气源排烃的主要方式之一,扩散方向受天然气浓度梯度控制^[20]。由于苏里格地盒 8 段的上覆地层为非浓度盖层,下伏烃源岩的分子扩散排烃在纵向上浓度梯度的作用小,而总体上是通过非浓度盖层进行散失。因此,考虑到分子扩散排烃主要通过盖层相外散失,而水溶相排烃虽然进入了储层,但是往往大部分被孔隙压实水带走。苏里格地区石炭-二叠系源内组合和近源组合的储层中,有效充注的天然气主要来自烃源岩的气相排烃,即游离相天然气在压实-微裂缝的排烃充注。

3.2 评价标准

根据多相渗流原理,在饱含孔隙水的储层中,当充注的天然气饱和度低于残余气饱和度时,天

然气在储层中被多孔介质吸附处于分散的束缚状态而难以聚集成藏 当充注的气相饱和度介于残余气饱和度和束缚水饱和度之间, 储层中将发生气、水两相流动, 即储层中孔隙自由水尚未完全被天然气驱替, 地层水仍然有不同程度的分布 如果天然气注入的体积大于储层孔隙自由水的体积, 那么储层孔隙自由水将会在气体的浮力、膨胀力等作用下完全被排驱出去。由此可见, 对于一定体积的储层而言, 储层中随着天然气的充注强度增加, 储层的含气饱和度也随之而升高, 储层孔隙中的天然气由束缚态, 向气水两相流动和单一气相流动转变。根据苏里格地区 8 口井的山西组和石盒子组储层样品的气水相渗实验结果统计, 储层的残余气饱和度一般为 15% ~ 35%, 平均为 22. 2% 束缚水饱和度多数为 25% ~ 50%, 平均为 38. 4%。根据苏里格地区石炭-二叠系储层气水相渗特征, 天然气在充注成藏时, 先后经过气相束缚、气水共渗、气相渗流 3 个阶段 (图 4)。因此, 天然气充注程度可以相应地划分为 3 个等级。

- 1) 低等充注: $RCI \leq 0.25$ (束缚气, 自由水)
- 2) 中等充注: $0.25 \leq RCI \leq 0.60$ (气水共渗)
- 3) 强充注: $RCI \geq 0.60$ (残余水, 自由气)

低等充注反映烃源岩排出的天然气基本没有满足储层多孔介质的吸附作用, 作为运移通道的储层仍然处于“饥饿”状态。由于低等充注的储层中缺乏剩余天然气进行二次运移, 因此, 圈闭的储层孔隙中含气饱和度较低, 打井时以产水为主。中等充注的天然气满足储层多孔介质的吸附作用, 但是储层中剩余的天然气丰度相对较低, 只能在优质储层发育的范围内通过二次运移才能聚集

成藏。天然气在近距离运聚成藏时, 中等充注的圈闭中孔隙自由水驱替不充分, 气水分布规律往往比较复杂。在强充注的储层中, 孔隙自由水被彻底驱替, 天然气在储层中直接聚集成藏。

3.3 评价结果

在计算储层天然气充注指数 RCI 的公式 (2) 中, 气相排烃系数是比较难以确定的参数。源岩的排烃系数的大小 虽然与许多因素有关, 但是气源岩的排烃系数远比油源岩的高, 尤其是有机质丰度较高的气源岩, 排烃系数一般在 75% 以上, 其中水溶和扩散排烃占的比例较低^[21-22]。苏里格地区石炭-二叠系烃源岩有机质主要为 II 型, 热演化达到成熟-高成熟阶段, 有机质丰度普遍较高, 烃源岩中的天然气主要通过气体膨胀、微裂缝等多式进行排烃。因此, 暗色泥岩和灰岩的排烃系数平均取值为 75%, 而煤层具有较高吸附能力, 其排烃系数取为 65%。考虑到苏里格地区石炭-二叠系烃源岩有机质丰度和热演化程度较高, 气相排烃在总排烃中所占比例取为 70%, 水溶和扩散排烃占的比例共为 30%。

苏里格地区本溪组一盒 8 段总砂岩厚度在 30~ 80 m, 平均约 50 m。根据地层温度和压力, 则由公式 (2) 计算出储层天然气充注指数在 0.2~ 1.4 之间, 平均值为 0.45。在平面上表现西部和东部的充注指数较高, 部分地区在 0.6 以上, 达到强充注的水平 北部和南部的充注指数较低, 一般为 0.3~ 0.6 以中等充注为主 (图 5)。由此可见, 苏里格地区本溪组一盒 8 段除了部分砂体达到强充注外, 多数地区属于中等充注, 砂体中孔隙自由水驱替不充分。由于天然气在不同砂体的充注方式和充注强度有所不同, 必然使储层中气水分布关系复杂化。

4 结论

- 1) 苏里格地区石炭-二叠系天然气充注主要发生在本溪组一盒 8 段的内源组合和近源组合。由于区域地层平缓, 储层物性较差, 天然气主要依靠气体膨胀作用在储层中近距离充注成藏。
- 2) 在自生自储的岩性圈闭中, 天然气生烃强度只能反映烃源岩的生烃能力。储层天然气充注指数不仅涉及到气源岩的生烃强度与有效排烃能

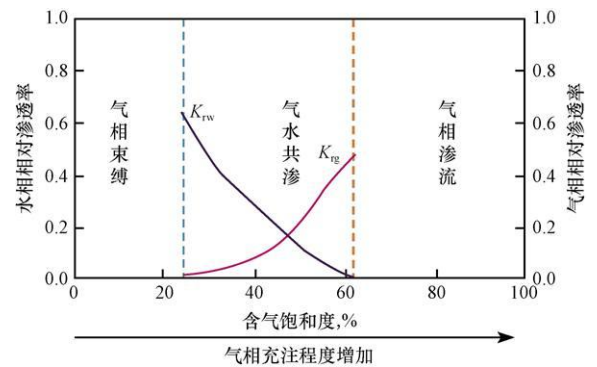


图 4 储层气驱水分区示意图

Fig. 4 Diagram showing the gas/water zonation while gas displacing water

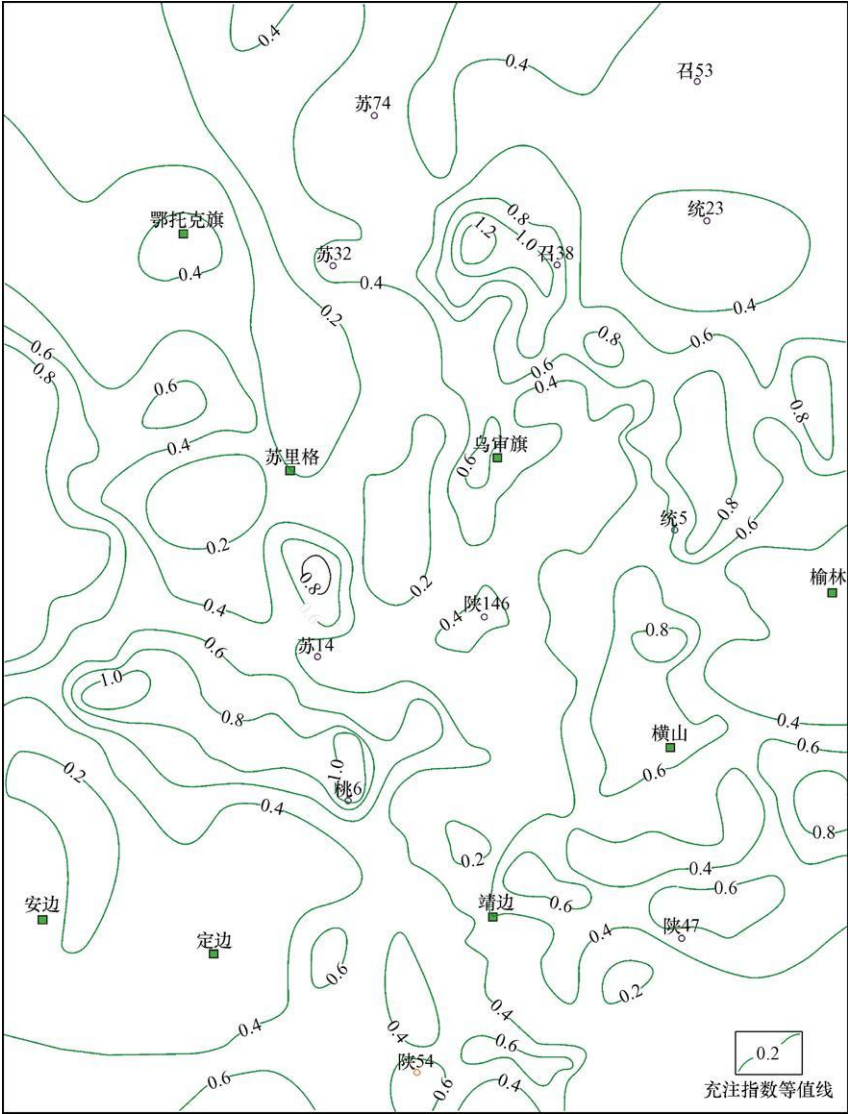


图 5 苏里格地区本溪组一盒 8 段储层天然气充注指数分布

Fig 5 Distribution of RCI in strata between the Carboniferous Benxi Formation and the 8th member of the Permian Shihezi Formation in Sulige area

力,而且同时考虑到储层因素的影响,能够比较全面地反映天然气在储层中的充注程度。

3) 苏里格地区石炭-二叠系烃源岩分布广,有机碳含量较高,大量的游离气相排烃为储层天然气有效充注提供了重要的物质基础。天然气在本溪组-石盒子组 8 段储层中的平均充注指数为 0.45,总体上达到中等-强充注的水平,反映了具有良好的气源条件。

参 考 文 献

[1] 何自新,付金华,席胜利,等. 苏里格大气田成藏特征[J]. 石油学报, 2003 24(2): 6-12

He Zixin, Fu Jinhua, Xi Shengli et al Geological features of reservoir formation of Sulige gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003 24(2): 6-12

[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

Fu Jinhua, Wei Xinshan, Huang Daojun. Law of reservoir formation and exploration techniques of natural gas lithologic reservoir in Ordos basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2005 27(1): 137-141

[3] 刘圣志,李景明,孙锦铭. 鄂尔多斯盆地苏里格气田成藏机理研究[J]. 天然气工业, 2005 25(3): 4-6

Liu Shengzhi, Li Jingming, Sun Fenjin. Reservoiring mechanism of Sulige gas field in E' Erdos Basin[J]. Natural Gas Industry

try, 2005 25(3): 4- 6

[4] 王志雄, 徐国盛. 鄂尔多斯盆地苏里格庙气田上古气藏成藏机理研究[J]. 断块油气田, 2003 10(3): 8- 12
Wang Zhixiong Xu Guosheng Study on forming law of Upper Paleozoic gas reservoir in Suligemiao gas field Ordos Basin [J]. Fault Block Oil & Gas Field 2003, 10(3): 8- 12

[5] 马新华. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气特点与成藏机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2005 26(2): 230- 236.
Ma Xinhua Discussion on characteristics and reservoiring mechanism of deep basin gas in Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2005 26(2): 230- 236

[6] 王志欣, 张金川. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气成藏模式[J]. 天然气工业, 2006, 26(2): 52- 54
Wang Zhixin Zhang Jinchuan Mechanism of deep basin gas accumulation in the Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2006 26(2): 52- 54

[7] 戴金星, 宋岩, 张厚福. 中国大中型气田形成的主要控制因素[J]. 中国科学(D 辑), 1996, 26(6): 481- 487
Dai Jinxing Song Yan, Zhang Houfu Major factors controlling the forming of large and middle gas fields in China[J]. Science in China(Ser D), 1996, 26(6): 481- 487

[8] 戴金星, 夏新宇, 洪峰, 等. 中国煤成大中型气田形成的主要控制因素[J]. 科学通报, 1999 44(22): 2455- 2464
Dai Jinxing Xia Xinyu Hong Feng et al Major factors controlling the forming of large and middle coal formed gas fields in China[J]. Science in China(Series D), 1999, 44(22): 2455- 2464.

[9] 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.

[10] 窦伟坦, 刘新社, 王涛. 鄂尔多斯盆地苏里格气田地层水成因及气水分布规律[J]. 石油学报, 2010 31(5): 767- 773
Dou Weitan Liu Xinshe Wang Tao The origin of formation water and the regularity of gas and water distribution for the Sulige gas field Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica 2010 31(5): 767- 773.

[11] 魏红红, 彭惠群, 李静群, 等. 鄂尔多斯盆地中部石炭-二叠系沉积相带与砂体展布[J]. 沉积学报, 1999 17(3): 403- 407
Wei Honghong Peng Huiqun Li Jingqun et al Distribution of sedimentary facies belts and sandstone bodies of Permian-Carboniferous in the central part of Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica 1999, 17(3): 403- 407

[12] 李会军, 吴泰然, 马宗晋. 苏里格气田优质储层的控制因素[J]. 天然气工业, 2004 24(8): 10- 16
Li Huijun Wu Tairan Ma Zongjin Research on the basic characteristics and control factors of high quality reservoir in sulige gas field[J]. Natural Gas Industry, 2004 24(8): 10- 16

[13] 李文厚, 魏红红, 马振芳. 苏里格庙气田碎屑岩储集层特征与天然气富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2002 23(4): 387- 392
Li Wenhou Wei Honghong Ma Zhenfang et al Characteristics of detrital reservoirs and regularity of gas concentration in Suligemiao gas field[J]. Oil & Gas Geology 2002 23(4): 387- 392

[14] 赵林, 夏新宇, 戴金星, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气富集的主要控制因素[J]. 石油实验地质, 2000 22(2): 136- 141
Zhao Lin Xia Xinyu, Dai Jinxing et al Major factors controlling the enrichment of the Upper Paleozoic natural gas in the Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment 2000 22(2): 136- 141

[15] 王允诚, 向阳, 邓礼正, 等. 油层物理学[M]. 四川成都: 四川科学技术出版社, 2006 175- 176
Wang Yuncheng Xiang Yang Deng Lizheng et al Reservoir Physics[M]. Chendu Sichuan Science and Techniques Press 2006 175- 176

[16] Alistair B Alex M. Fluid-flow pathways in actively deforming sediments: the role of pore fluid pressures and volume change [J]. Marine and Petroleum Geology, 1998, 15 281- 297.

[17] 袁际华, 柳广弟. 鄂尔多斯盆地上古生界异常低压分布特征及形成过程[J]. 石油与天然气地质, 2005 26(6): 792- 797
Yuan Jihua Liu Guangdi Distribution characteristics and formation process of Upper Paleozoic abnormally low pressure zones in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2005 26(6): 792- 797

[18] 金之钧, 张金川. 天然气成藏的二元机理模式[J]. 石油学报, 2003 24(4): 13- 16
Jin Zhijun Zhang Jinchuan Two typical types of mechanisms and models for gas accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica 2003 24(4): 13- 16

[19] 刘新社, 席胜利, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气生成[J]. 天然气工业, 2000, 20(6): 19- 23
Liu Xingshe Xi Shengli Fu Jinhua et al Natural gas generation in the Upper Paleozoic in Erdos Basin[J]. Natural Gas Industry 2000, 20(6): 19- 23

[20] Steinforth J G. Primary migration of hydrocarbon by diffusion through organic matter network and its effects on oil and gas generation [J]. Organic Geochemistry, 1990 16(1): 61- 74

[21] 庞雄奇, Lerche J 陈章明. 地质因素对源岩排烃相态的影响及其贡献评价[J]. 石油学报, 1998 19(2): 12- 20
Pang Xiongqi Lerche J Chen Zhangming Effects and relative contributions of geological factors to phases of hydrocarbons in primary migration [J]. Acta Petrolei Sinica 1998 19(2): 12- 20

[22] 陈义才, 沈忠民, 黄泽光. 碳酸盐烃源岩排烃模拟模型及应用——以鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2002 23(3): 203- 206.
Chen Yicai Shen Zhongmin Huang Zeguang Modeling model for hydrocarbon expulsion in carbonate source rocks and its application in practice: example from the Majiagou Formation of Ordovician in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2002 23(3): 203- 206