

石南 31 井区白垩系清水河组 油藏分布特征及成因分析

妥宏

中石油新疆油田公司, 新疆, 克拉玛依, 834000

石南 31 井区位于石南油气田东南部,构造区划上位于准噶尔盆地腹部三南凹陷。构造形态为南倾的单斜,构造平缓,断裂不发育。由于受沉积环境影响,石南 31 井区储层岩性变化大,油气水关系复杂,储层流体分布类型差异较大,对认识该油藏类型及编制开发方案带来困难。

1 油气藏流体特征

1.1 现场试采特征及室内PVT测试结果

根据现场试油和实验室 PVT 检测结果,对石南 31 井区块白垩系清水河组 $K_1q_1^1$ 油气藏流体类型及分布特征进行了研究。石南 31 井区白垩系清水河组 $K_1q_1^1$ 的试油情况和 PVT 检测结果见表 1 和图 1。

表 1 石南 31 井区 $K_1q_1^1$ 试油情况

井号	油产量 m^3/d	气产量 $\times 10^4 m^3/d$	生 产 气油比 m^3/m^3	地面原油 密 度 g/cm^3	油气藏类型 (试油及结果)
石南 31	10.2	0.487	477	0.8122	普通饱和油藏
SN8006			3037	0.8018	凝析气藏或带 气顶油藏
石 301	12.0	0.100	83	0.8197	普通饱和油藏
石 303	15	0.076	51	0.8309	普通饱和油藏
石 308	10.4	3.1653	3043	0.8100	带气顶油藏
	37.6	9	2406	0.8224	
	66.0	15	2280	0.8364	
	48.8	1.653	339	0.8474	
	11~12	0.23	18~295	0.8505	

构造低部位的流体特征表明该部位是一个带小游离气顶的油藏。从表 1 和图 1 显示的结果看,在不

同的试油制度下,石 304 井的现场生产气油和地面油密度表现出凝析气藏或带气顶油藏的现场

试采特征;地面脱气油正构烷烃碳原子数与含量关系图则证明地面油为普通轻质黑油;中途测试过程中所取的 MDT 样品经检测为一低凝析油含量的贫凝析气。综合上述特征,可以初步判断石 304 储层流体为一带气顶的油藏。石 308 井的现场生产特征及实验室 PVT 检测结果均显示在地层条件下,储层流体为油气两相。

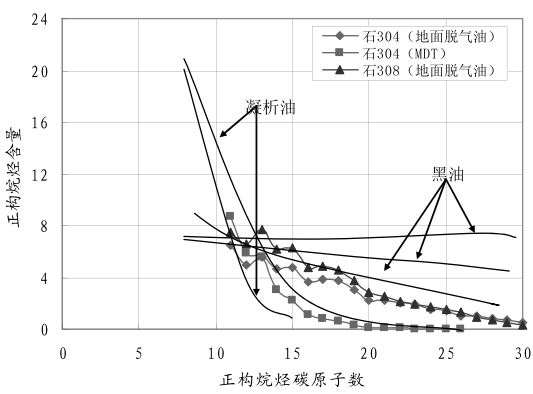


图 2 石南 31 井区 $K_1q_1^1$ 地面脱气油
正构烷烃碳原子数与含量关系

图 1 地面脱气油正构烷烃碳原子数与含量关系图

构造高部位(如石南 31、石 301、石 303、SN8008)的试油和 PVT 检测结果基本相同,表现出普通黑油油藏的特征。但石南 31 周围的开发井 SN8006 却表现出不同于石南 31、石 301、石 303、SN8008 的试采特征,生产数据显示, 9、10 两个月的生产气油比均保持在 $3000 m^3/m^3$ 左右。这说明构造高部位(如石南 31、石 301、石 303、SN8008、SN8006)油气藏类型为一个带气顶的油气藏。

1.2 石南 31 井区 $K_1q_1^1$ 砂体分布

石南 31 井区块白垩系清水河组 $K_1q_1^1$ 砂体在平面上是不连续的。构造低部位(石 304、石 308)

处于一个砂体；石 301、石 303 处于中间的砂体；石南 31 井及其周围生产井处于一个砂体。图 3 可以充分解释目前地质特征与现场试油特征存在的矛盾：构造高部位与构造低部位均表现为带小游离气顶油藏的特征。

2 油气分布特征及成因分析

2.1 $K_1q_1^1$ 油气分布特征

通过对石南 31 井区 $K_1q_1^1$ 油气藏 124 口井的生产数据进行分析，石南 31 井区 $K_1q_1^1$ 24 口生产情况异常（表现为产气量大，生产气油比高的特点）井的分布比较散乱，没有明显的规律，但是在不同分布区域，却又比较集中，呈现出“既分散又聚集”的分布特征。

石南 31 井区 $K_1q_1^1$ 24 口生产异常井主要分布在 4 个区域。SN8006 等 7 口井集中分布于构造高部石南 31 井周围区域；SN8116 等 8 口井位于石 304 井的西北区域，大致分布于沿石 310、SN8131、SN8116 连线的西南-东北方向的条状区域内；SN8213 等 6 口井集中分布在石 304 以南附近区域；其余 22 口井分布于构造中高部位。

2.2 分布成因分析

由于石南 31 井区 $K_1q_1^1$ 24 口生产异常井分布在 4 个不同的区域，其分布成因各不相同。

通常情况下，石油和天然气在聚集过程中，天然气将先占据构造的高部位，而石油占据构造的低部位，形成“上气下油”的分布形态。SN8006 等井和石南 31 井正位于石南 31 井区 $K_1q_1^1$ 构造的最高位置附近，当油气运移至此，根据上述“上气下油”的规律，天然气在此处聚集形成了一个气顶，造成 SN8006 等和石南 31 等井的产气量大，生产气油比高。

SN8116 等井的分布区域的构造位置低于石南 31 井，这部分天然气为何没有运移至构造高位的石南 31 井周围区域聚集而分布于此？通过对砂岩储层 $K_1q_1^{1-3}$ 的岩性分析发现，在石 304 西北方向存在一沿东北-西南走向的增厚泥岩层（见图 2），8 口井位于该增厚泥岩层区域中，分布范围几乎与泥岩层区域一致。该增厚泥岩层的存在，分隔、阻挡油气的运移、连通。同时，对石南 31 井区白垩系清水河组地层的储层沉积特征分析发现，储层粒间填隙物以高岭石为主、石英颗粒普遍具明显次生加大，

部分次生加大边起胶结作用。方解石胶结物的分布具成层分布特征，形成钙质胶结层。钙质胶结层具有类似泥岩一样的封堵油气的作用，使得储层物性变差。钙质胶结严重，将影响甚至隔断了后期运移油气继续向上运移，导致气藏聚集在构造的中低部位。增厚泥岩层的分隔、阻挡作用以及砂体中钙质胶结层的封堵作用使得一部分天然气在运移过程中聚集于此，形成局部小气顶，形成奇特的油气相态分布特征。

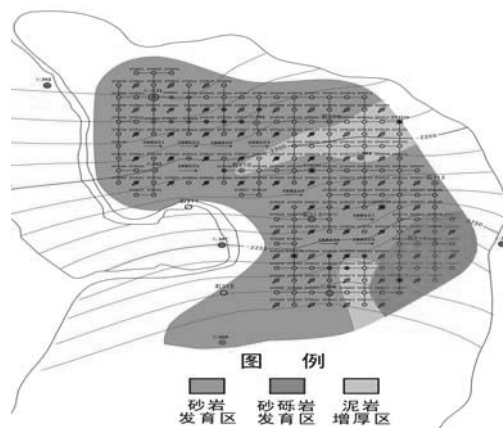


图 2 石南 31 井区清水河组油藏砂岩分布图

SN8213 等 6 口井集中分布在石 304 以南附近区域。通过分析石南 31 井区清水河组砂岩油层厚度等值图发现，这 6 口井的位置处于砂岩油层的最厚处范围（见图 3）。相对与周围位置，砂岩油层的最厚处将可能会形成相对的构造高部位。由于存在局部高点，油气在运移过程中先充满高点，然后继续向上运移。这样在相对高点就有可能形成小的气顶，从而造成 SN8213 等 6 口井产气量大，生产气油比高。



图 3 石南 31 井区清水河组砂岩油层厚度等值图

综上所述,“上油下气”的油气分布规律、增厚泥岩层的分隔、阻挡作用以及砂体中钙质胶结层的封堵作用可能是石南31井区 $K_1q_1^1$ 24口井生产情况异常(表现为产气量大,生产气油比高的特点)的主要原因。

3 结论和建议

(1) 石南31井区块白垩系清水河组 $K_1q_1^1$ 不是一个单纯的油藏,由三个砂体油气藏组成;油藏

类型以油藏为主,部分位置存在小规模气顶。

(2) “上气下油”的油气分布规律、增厚泥岩层的分隔、阻挡作用以及砂体中钙质胶结层的封堵作用可能是石南31井区 $K_1q_1^1$ 24口井生产情况异常(表现为产气量大,生产气油比高的特点)的主要原因。

参 考 文 献 / References (略)