

高尚堡南浅层明化镇组下段—馆陶组储层评价

邱立伟, 游秀玲, 冉启佑

(中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 通过统计分析、砂岩粒度概率累积曲线、 $C-M$ 图、岩心观察等多种方法, 确定了高尚堡油田南部浅层($N_m-Es_3^1$)为河流沉积体系, 并建立单井相、剖面相、平面相等三维可视化模型, 进一步确定河流类型为冲积扇辫状水道。在沉积体系的研究基础上, 利用测井解释成果(包括孔隙度、渗透率、泥质含量及油组分层数据), 采用地质统计学建模技术进行了储层物性参数如孔隙度、渗透率等三维空间的定量表征。最后, 结合控油因素、相组合、储油物性、储盖组合与断裂控制等评价参数, 评判出主力油组3个, 并确定G75-G94-G29和G3106-G30-G68-30井区为有利区块, 最有利小层有明化镇组下段2亚段1层2层、三亚段1层等14个; 较有利小层有明化镇组下段2亚段3层、三亚段3层等18个小层; 不利小层有明化镇组下段2亚段4层5层6层等15个小层。

关键词: 高尚堡南; 沉积相; 储层建模; 储层综合评价

第一作者简介: 邱立伟, 女, 32岁, 高级工程师, 储层建模与开发地质

中图分类号: TE112.24

文献标识码: A

高尚堡油田地处唐山市唐海县东南约6 km处。属渤海湾含油气盆地黄骅坳陷北部南堡凹陷的高尚堡构造带。南堡凹陷目前共发现6个小油田, 自东向西依次为柳赞油田、高尚堡油田、唐海油田、杜林油田、老爷庙油田及北堡油田^[1~5], 它们共同构成冀东油田。高尚堡油田主要目的层分为两套, 其一为深层沙河街组三段2~3亚段(Es_3^{2+3})^[3,5], 其二为明化镇组下段至馆陶组(以下简称 $N_m^下-Ng$)。油田自1979年发现以来, 累计探明石油地质储量 5363×10^4 t, 含油面积 26.8 km^2 。1984年正式投入开发, 截止2000年底共产油 657.9×10^4 t。本文重点论述高尚堡油田南部浅层明化镇组下段—馆陶组储层特征。

1 沉积特征

1.1 沉积体系

根据资料分析统计和分析, 目的层砂岩类型以河湖相常见的岩屑长石砂岩为主。砂岩粒度概率累积曲线绝大部分为两段式。而 $C-M$ 图呈宽阔的条带状, 以 PQ 、 QR 段为主(图1), 代表典型的牵引流沉积^[3]。岩心观察表明沉积物以杂色中—粗粒砂岩与棕红色—暗紫红色泥岩频繁互层为特征, 指示氧化沉积环境。沉积结构不十分发

育, 以正韵律为主, 具有冲积扇辫状水道沉积特点。韵律底部以冲刷面发育为特征, 砂岩段底部为滞留沉积, 多为砾岩或泥砾岩, 砾石常呈一定方向排列, 河流冲积作用明显。根据研究区宏观地质背景和上述沉积特征, 初步确定研究层为河流沉积体系, 将通过沉积相分析进一步确证。

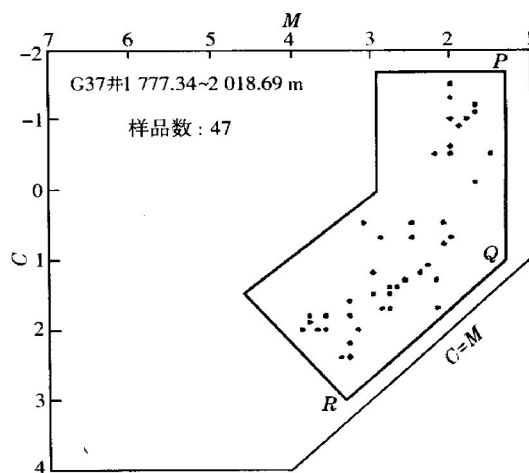


图1 G37井 $C-M$ 图

Fig. 1 $C-M$ plot of G37 well

1.2 沉积相

据4口单井相分析结果^[4], $N_m^下-Ng$ 沉积期主要有冲积扇、河道、心滩、河漫滩、泛滥平原与泛滥盆地6种微相类型。

为了研究沉积相在纵、横向上的变化和建立剖面相模型,以及对砂体的横向预测和修正单井相划分结果,我们还进行了连井相分析(图2),结果显示:(1)高尚堡南浅层沉积自下而上呈由粗到细的正旋回特征。旋回内部可划分为馆陶组、明化镇组下段两个次级旋回:前者具有正韵律沉积特征,后者具有复合韵律特征。(2)剖面上馆陶组底部的底砾岩为一套冲积扇相产物,在纵向上粒级最粗。明化镇组下段 II 油组顶与 II 油组底部为一套溢岸相沉积物,在纵向上为粒级最细段,可作为明化镇组下段 II 油组的沉积盖层。平面上从研究区东部向西部沉积物呈由粗到细的变化趋势,大致可指示物源方向。(3)沉积物垂向上的充填序列依次为冲积扇—河道—心滩—溢岸沉积。(4)整个沉积期以河道沉积与溢岸沉积为主体,

反映平原化沉积作用。

将6个油组沉积相展布图叠合在一起(图3),不难看出,研究区河流自下而上可分为3个演化阶段。第一阶段为馆陶组 IV 油组沉积期,河流特征以短流程砾质河为主,靠近物源分布有一定面积的冲积扇。整体特征反映幼年期河道沉积面貌。第二阶段为馆陶组 II 油组— II 油组沉积期,河流分叉频繁,河道沉积物以砂砾质为主,缺乏冲积扇沉积,大致相当于幼年期晚期河道。第三阶段为馆陶组 I 油组—明化镇组下段 II 油组,河道以较长流程低弯度河为主,充填物主要为砂质—砂泥质。在泛滥平原沉积局部低洼还发育了一些规模不大的细粒泛滥盆地沉积,大致相当于成年期河道。3个阶段沉积物由粗变细,河道流程变长,限制性河道越来越明显,反映了河流自上游至中下游的完整演变过程。

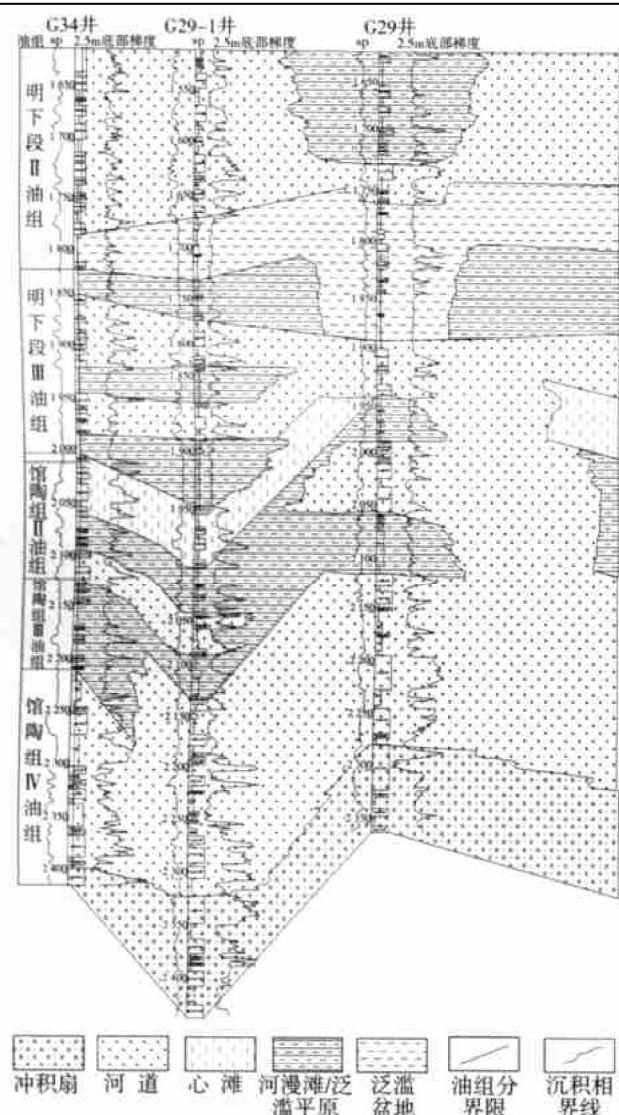


图2 高尚堡南浅层(Nm^F-Ng)连井相剖面示意图
Fig.2 Sedimentary facies profile of Gaonan shallow reservoirs

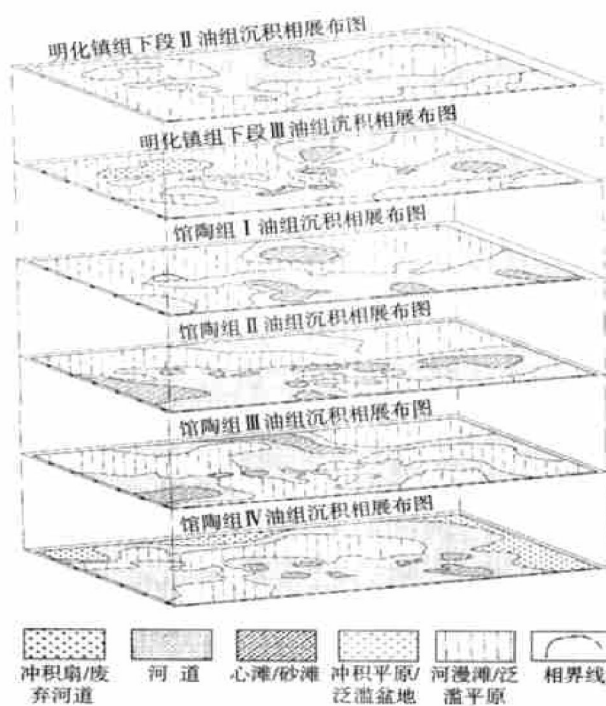


图3 Nm^F-Ng 沉积相展布叠合图
Fig.3 Superimposed sedimentary facies map of the lower member of Minghuazhen Formation to Guantao Formation

根据各小层沉积充填序列和岩相组合特征,将47个小层划分为5种沉积相组合类型,其目的是为预测有利小层提供依据。它们依次为:(1)砂(砾泥)质河道/心滩/泛滥平原(河漫滩);(2)砂(泥)质河道/心滩/泛滥平原/泛滥盆地;(3)冲积

扇/砂砾质河道/心滩/河漫滩; (4) 砂滩/泛滥平原 (河漫滩)/泛滥盆地; (5) 冲积扇/冲积平原。其中 (1)~(3) 类沉积为主要沉积类型, 也可视作研究区主力开发小层。

2 储层物性特征

2.1 储集岩类型与分布

研究区内主要储油岩沉积相类型有冲积扇、砾质河道、砂质河道、心滩 (含滩砂), 各类砂体沉积特征如表 1 所示, 总体具有如下特征: (1) 砂质

河道分布规模大, 成熟度高, 储油物性好, 非均质性弱到中等, 为研究区最有利储油砂岩; (2) 滩砂虽然分布规模不大, 但各油组均有分布, 且岩石成熟度高, 储油物性好, 非均质性弱到中等, 为研究区有利储油砂体; (3) 砾质河道分布规模大, 岩石成熟度与储油物性中等, 中-强非均质性, 为研究区较有利储油砂岩; (4) 冲积扇含油物性较好, 分布规模与层位局限, 且非均质性强, 为不利储油砂岩。(5) 溢岸沉积虽分布广泛但储油物性较差, 且具强非均质性, 也为不利储油砂岩^[6,7]。

表 1 高南浅层储油砂岩综合特征表

Table 1 Comprehensive property of oil bearing sandstones in Gaonan shallow reservoirs

参数	综合特征				
	冲积扇	砾质河道	砂质河道	滩砂	溢岸沉积
岩性	砾岩	含砾粗砂岩	中-细砂岩	中-细砂岩	粉细砂岩
形状	扇状	顺直短带状	低弯长带状	椭圆	宽带、片状
砂体规模/km	2×5	(2~5)×(0.3~8)	(4~9)×(0.4~3)	1.5×1.5	/
厚度/m	20~50	6~18	8~30	6~15	3~10
产状	块状	厚-块状	中-薄层	薄层	薄层
岩石结构	混杂结构	颗粒大小不等	颗粒均匀	结构均匀	结构均匀
孔隙度/%	16~31	7~28	27~35	30~35	8~11
渗透率/10 ⁻³ μm ²	5~612	8.64~226.46	152~1650	871~1691	4~9
变异系数(<i>V_k</i>)	1.08	0.8	0.48	0.4	1.08
突进系数(<i>T_k</i>)	4.32	3.13	1.49	1.31	4
级差(<i>J_k</i>)	48.23	17.46	13.79	1.96	61.09
分布层位	Ng IV	Ng IV Ng III	Ng II Nm ^下	各组均有	各组均有

2.2 储层建模

2.2.1 油组三维立体模型^[4]

用地质统计学方法^[7]通过 GRIDSTATPRO 软件建立储层参数三维空间分布模型。研究中主要采用 54 口井的测井解释数据, 包括孔隙度、渗透率、泥质含量及油组分层数据。

地质统计学方法预测储层的关键是确立合理的变差函数^[3]。研究区井网密度较大, 因此通过统计已知数据对的变差分布, 利用球状模型套合效果较好, 并参考沉积相研究结果, 确定物源方向; 利用井点储层参数解释数据(54 口井), 在 88×54×36 网格块上进行模拟, 生成三维网格模型。

共建立了 6 个油组的孔、渗立体分布模型。三维网格模型的建立, 可按要求任意切制剖面、平面模型^[3]。图 4 为 Nm III 油组渗透率剖面图, 其高渗带分布于油组的上部, 顶、底部发育比较稳定的低渗带, 且物性由北向南逐渐变差。据连井相剖面分析, 沉积物自下而上表现为由细变粗的反旋回特

征。模拟结果真实地再现了岩石的沉积旋回特征。

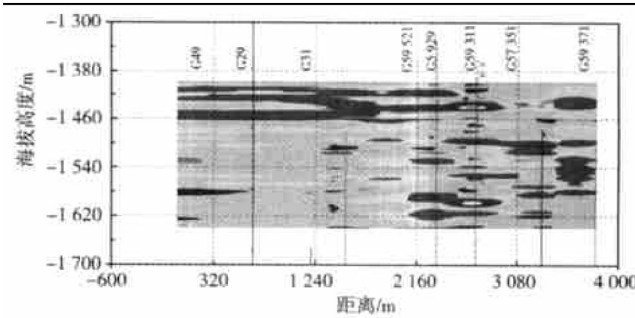


图 4 Nm III 油组渗透率 S-N 剖面模型图

Fig. 4 S-N section model showing permeabilities in Nm III oil reservoir group

根据孔渗分布范围及变化趋势将 6 个油组分为 6 类, 从 I 到 VI 类物性依次变差。其中 Nm II, Ng IV 油组储集性能最好, Ng II 油组次之, Nm III, Ng I, Ng III 最差。

2.2.2 小层孔、渗平面模型

本次研究共建立了 45 个小层的孔、渗平面模型。模型建立采用两步建模的方法,即先建立砂岩厚度模型,再在其基础上确定孔、渗分布模型。这是因为对于平面上砂体连续性较差的小层而言,砂体连续性是影响开采效果的主要因素,其次才是砂体内部渗透率的非均质性。因此,只有在合理的砂体格架模型基础上建立的渗透率分布模型,才可能是一个完善的模型。

据砂体物性、分布规模、连续性将 45 个小层按优劣依次分为 I 到 III 类。其中第 I 类小层共 16 层,占总数的 35.5%。砂体分布连续,孔隙度在 20%~30%,渗透率大都在 $10 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属中高孔、渗储层。II 类小层共 14 层,占总数的 31.1%。此类小层砂体分布比较连续,孔隙度在 15%~25%之间,渗透率在 $10 \times 10^{-3} \sim 250 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属中孔、渗储层。III 类小层共 15 层,占总数的 33.3%。此类小层砂体大部分尖灭,孔隙度在 5%~25%,渗透率在 $10 \times 10^{-3} \sim 100 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$,属中—低孔、渗储层。

3 储层评价

通过对已知含油区块展布规律的分析,发现有利的相带与砂体控制了油气的分布,断裂与有利的储盖组合控制了油气的聚集。据此,确定了储层综合评价的主要依据:有利相带(或相组合)、储油物性、储盖组合与断裂控制作用。

3.1 区块预测

储量计算显示, $Nm^{\text{下}}$ III, Ng I, Ng IV 3 个油组共计占高尚堡油田南部浅层总储量的 71%。另据沉积相连井剖面分析,在顶部、下部、底部均存在 3 套相对稳定的泥岩。储层建模成果显示,无论是三维立体图或是剖面图,都反映出相同的三套低孔、渗层。它们分别与其下伏 3 个油组的储集岩构成有利的储盖组合。因此可以认为它们是高南浅层的 3 个主力油组。根据判别因素编制相应的综合评价图,如图 5。

I 类区:河道、心滩沉积相区,孔隙度大于

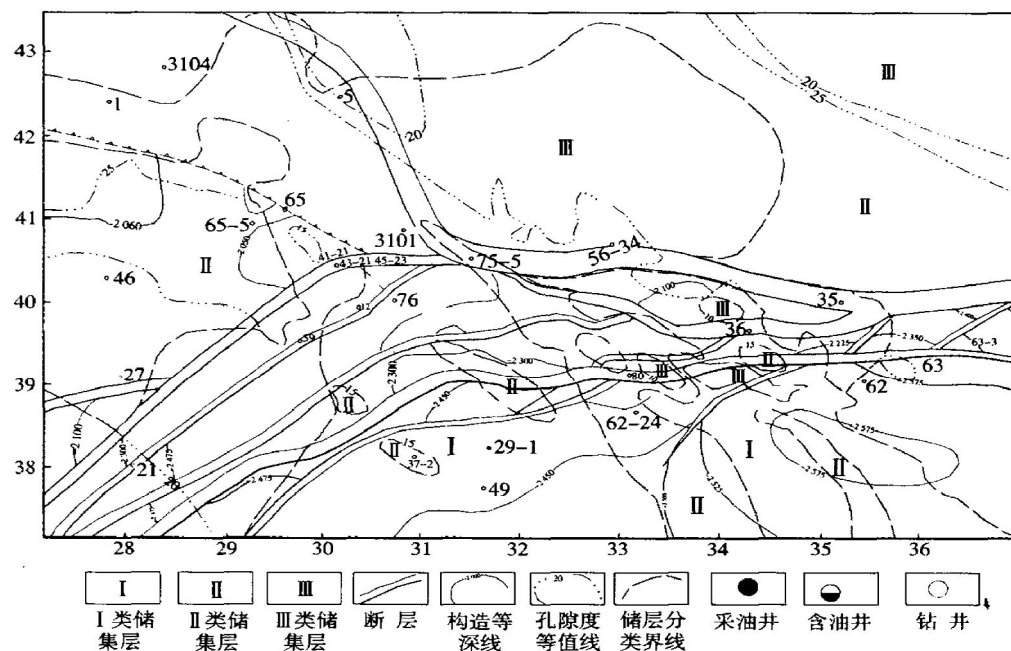


图 5 Ng IV 油组储层综合评价图

Fig. 5 Comprehensive evaluation map of Ng IV oil-reservoir group

20%, GL2 以南构造高部位; II 类区:河道、心滩、泛滥平原相区,孔隙度大于 15%; III 类区:冲积扇、泛滥平原沉积相区,孔隙度小于 15%。

3.2 小层分类与预测

在以小层为研究单元编制的沉积平面模型、

储层参数模拟的基础上,结合相组合类型、储油物性与断裂配合关系等多种因素将 47 个小层进行分类评价,共分为 3 类。

(1) 最有利小层:相组合类型为 I—III 类,储油物性 I—II 类,与断裂配合关系均较一致;而且

大部分小层上覆均有较好的直接或间接盖层。属于此类小层的有: $Nm^{\text{下}} II^1$, $Nm^{\text{下}} II^2$, $Nm^{\text{下}} III^1$, $Nm^{\text{下}} III^2$, $Nm^{\text{下}} III^3$, $Nm^{\text{下}} III^4$, $Nm^{\text{下}} III^5$, $Nm^{\text{下}} III^6$, $Nm^{\text{下}} III^7$, $Ng I^1$, $Ng I^2$, $Ng I^3$, $Ng II^4$, $Ng II^6$, $Ng IV^2$, 共 14 个小层。占总小层的 30%。

(2) 较有利小层: 相组合类型为 I - III 类, 储油物性 II - III 类, 与断裂配合关系均较一致。属于此类小层的有: $Nm^{\text{下}} II^3$, $Nm^{\text{下}} III^8$, $Nm^{\text{下}} III^9$, $Nm^{\text{下}} III^{10}$, $Ng I^4$, $Ng II^1$, $Ng II^2$, $Ng II^5$, $Ng II^7$, $Ng III^4$, $Ng III^5$, $Ng III^6$, $Ng III^7$, $Ng III^8$, $Ng III^9$, $Ng IV^3$, $Ng IV^4$, $Ng IV^5$, $Ng IV^6$, 共 18 个小层, 占总小层数的 38%。

(3) 不利小层: 相组合类型为 IV - V 类, 储油物性 II - III 类, 与断裂配合关系均不一致。属于此类小层的有: $Nm^{\text{下}} II^4$, $Nm^{\text{下}} II^5$, $Nm^{\text{下}} II^6$, $Nm^{\text{下}} III^7$, $Nm^{\text{下}} III^{10}$, $Nm^{\text{下}} III^{12}$, $Ng II^3$, $Ng II^8$,

$Ng III^1$, $Ng III^2$, $Ng III^3$, $Ng III^4$, $Ng IV^1$, $Ng IV^7$, $Ng IV^8$, 共 15 个小层。占总小层的 32%。

参 考 文 献

- 1 王旭东, 卢桂香. 高北隐蔽油气藏特征及勘探方法[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(2): 174~178
- 2 王晖, 赵建辉, 童廉行. 南堡 35-2 油田储层空间分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(2): 141~145
- 3 游秀玲, 金彦君, 常学军. 高尚堡油田沙三段二、三亚段沉积体系与沉积相[J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(1): 15~20
- 4 姚军辉, 游秀玲, 张绪建, 等. 油藏描述中的建模技术[J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(1): 34~38
- 5 刘翠荣, 冉启佑, 游秀玲. 高尚堡油田沙河街组三段测井分析[J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(2): 140~145
- 6 张一伟, 熊琦华, 王志章, 等. 陆相油藏描述[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 7 张一伟, 熊琦华, 纪发华, 等. 地质统计学在油藏描述中的应用[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 1992

EVALUATION OF GAONAN(N_m - N_g) SHALLOW RESERVOIRS

Qiu Liwei You Xiuling Ran Qiyu

(Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing)

Abstract: Statistical analysis, probability cumulative curve of sandstone grain size, $C-M$ plot and core observation show that the shallow reservoirs in Gaoshangpu oilfield are of fluvial depositional system. 3-D visualized models have been made for the sedimentary facies in a single well, section and plane, and the fluvial type can further be classified as alluvial fan braided channel. Based on the research of depositional system, 3-D quantitative characterization of reservoir's porosity and permeability has been made by using well logging interpretation data (including porosity, permeability, shale content and oil-reservoir groups) and geostatistical modeling technology. Lastly, according to the evaluation parameters, including control factor of oil, facies association, reservoir-cap rock association and faults, 3 major reservoir groups have been pointed out, and G75-G94-G29 and G3106-G30-G68-30 well blocks are determined to be the most favourable blocks. There are 14 layers evaluated to be the most favorable pay beds, including the 1st and 2nd layer in the 2nd submember and the 1st layer in the 3rd submember of the lower member of Minghuazhen Formation; and there are 15 layers evaluated to be relatively favorable pay beds, including the 3rd layers in the 2nd and 3rd submembers of the lower member of Minghuazhen Formation; while the other 15 layers are evaluated as unfavorable layers, including the 4th, 5th and 6th layers in the 2nd submember of the lower member of Minghuazhen Formation.

Key words: Gaonan; sedimentary facies; reservoir modeling; comprehensive evaluation of reservoirs