

冷东地区沙三段Ⅱ油组储层非均质模式*

林承焰 信荃麟 刘泽容

(石油大学, 山东东营 257062)

张学汝

(辽河石油勘探局, 辽宁盘锦 124010)

根据岩芯、测井求取的渗透率和粒度中值等参数变化的特点, 将冷东地区沙三段Ⅱ油组划分出正韵律(A)、反韵律(B)、复合韵律(C)和均质韵律(D)4大类20小类非均质模式。在4种沉积微相中, 模式A、C、D分别在相Ⅳ、相Ⅱ、相Ⅲ和相Ⅰ中所占比例最高, 模式B则在各微相中差别不大。从相Ⅰ到相Ⅳ砂砾岩厚度减薄, 泥质含量增加, 粒度中值变小, 渗透率增加。从相Ⅰ到相Ⅲ V_k 值由小变大, 非均质性逐渐增强, 相Ⅳ V_k 值最小, 非均质性较弱。

关键词 冷东地区 沙三段Ⅱ油组 非均质模式 沉积微相

第一作者简介 林承焰 男 33岁 副教授(博士) 煤田、油气地质与勘探

1 概况

冷东地区位于辽河西部凹陷的东部陡坡带, 西邻陈家洼陷, 东靠中央凸起, 北接雷家低凸起, 向南为兴隆台古潜山, 被NE向和NW向两组断裂切割成冷43、82和雷41等断块。研究区冷43断块是冷东地区含油面积最大、探明储量最多的一个断块, 位于冷东断裂背斜构造带的中部偏北(图1), 构造面积 3.4 km^2 , 为呈北西倾的单斜。该区下第三系地层从下往上划分为沙四段、沙三段、沙一、二段和东营组。主要含油层位为沙三段和沙一、二段。沙三段从上往下划分I~Ⅳ油组, 其中Ⅱ油组是本文研究的目的层位。

Ⅱ油组从上往下可划分为6个砂岩组, 1, 2, 4砂岩组各分2个小层, 3, 5, 6砂岩组各分3个小层。Ⅱ油组平均地层厚度259.31 m, 各砂岩组厚度从33.71 m至53.0 m不等, 由1至6砂岩组厚度依次变大。

Ⅱ油组储层平均孔隙度约17.5%, 渗透率

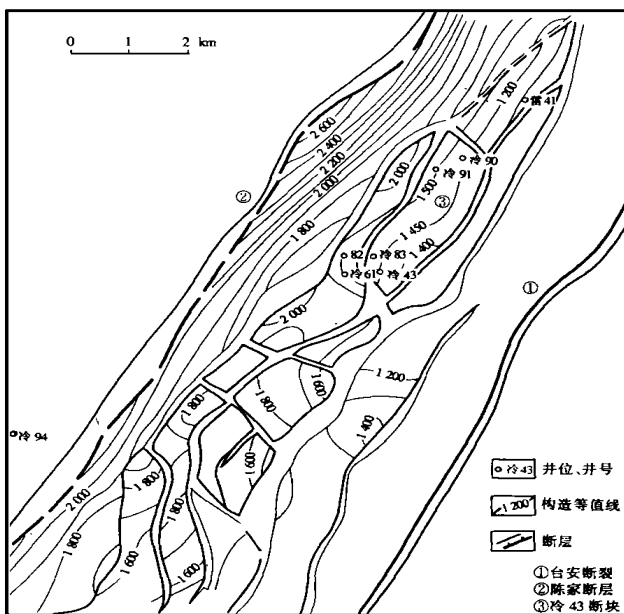


图1 冷43断块构造位置图

* 中国石油天然气总公司八五重点攻关项目(85-103-01-05)

收稿日期: 1996-10-08

约 $155 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 原油密度约 0.9659 g/cm^3 , 粘度(100°C) 约为 $269.67 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 属于中孔中渗中-细砾岩稠油储层, 大套的砾岩储层中以物性隔夹层为主, 非均质性强。

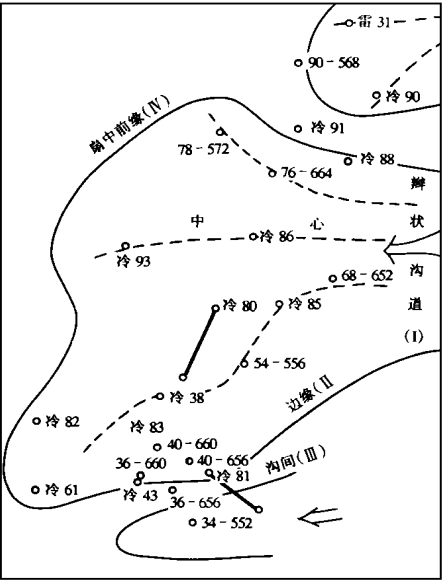


图 2 沉积微相平面图

2 沉积特征

冷 43 断块储层是高密度浊流近源快速堆积形成的粗碎屑浊积扇相沉积, 主要由颗粒支撑砾岩相组成, 垂向上为复杂粒序或无序的沉积层序, 平面上相带界线不甚明显。

(1) 具鲍玛层序的典型浊积岩所占比例很少, 而非典型的粗碎屑浊积岩占绝大部分比例。主要岩石相类型有颗粒支撑砾岩相(R), 其中包括中砾岩相(R_0)、杂乱组构中砾质细砾岩相(R_1)、正粒序砂质细砾岩相(R_2)、反粒序砂质细砾岩相(R_3)、复合粒序砂质细砾岩相(R_4)和杂基支撑砂砾岩相(R_m), 具层理的正粒序砂岩相(S), 细粒碎屑岩石相(F), 暗色泥岩相(M)及岩块(T)。(2) 从地震剖面上观察发现的扇形楔状体反映为陡坡浊积扇沉积体。(3) 以无序或复杂粒序沉积层序为主。(4) 陡坡浊积扇中的主水道和补给水道很短。冷 43 断块主要位于浊积扇的扇中部位。扇中亚相可以划分辫状沟道中心(相 I)、边缘(相 II)、沟道间(相 III)和前缘(相 IV)4 种微相。各微相呈渐变过渡关系, 相带界线不甚明显(图 2)。

3 非均质模式

3.1 类型及比例

以冷 83 井等系统密闭取芯井的详细观察研究与实验室常规物性分析测试和粒度分析得到的岩芯渗透率和粒度中值为基础, 结合测井解释求取的渗透率和粒度中值等储层参数变化特点, 将冷 43 断块沙三段 II 油组储层划分出正韵律、反韵律、复合韵律和均质韵律模式 4 大类, 根据层内渗透率变化的简单和复杂程度又细分简单、复杂的正韵律、反韵律和层内中部为高渗的凸形、低渗的凹形复合韵律, 然后根据层内渗透率和由粒度中值反映的粒度变化趋势是否一致再各细分两种类型。在均质韵律模式中按照渗透率大小不同划分为高渗($K > 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、中渗($K: 100 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、低渗($K: 10 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)和特低渗($K < 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)4 种均质模式, 总共 20 种层内渗透率非均质模式(图 3)。其中均质模式渗透率变异系数(V_k)为 0.12, 非均质性最弱; 正韵律和反韵律的渗透率变异系数(V_k)分别为 0.50 和 0.63, 非均质性中等; 复合韵律的渗透率变异系数(V_k)为 0.86, 说明该层非均质性强。

冷 43 断块沙三段 II 油组储层层内非均质模式以复合韵律比例最高, 约占 32% 左右, 高渗透段主要在中部。其次是正韵律、反韵律和均质韵律, 分别占 30%、24% 和 13%。正韵律中复杂正韵律和简单正韵律比例为 2:1。复杂正韵律中正韵律-反粒序和正韵律-正粒序的比例为 3:1。反韵律模式中复杂反韵律-正粒序模式约占 60%。均质模式中以中渗和低渗模式为主, 约占 77.6%。总之, 层内非均质模式中的复杂和复合韵律模式占绝对优势, 而且渗透率变化与粒度变化趋势往往相反。

3.2 不同微相的非均质模式

从表 1 中可以看出, 从相 I、相 II 至相 III, 渗透率变异系数(V_k)值由 0.73 增至 1.17, 由小变大, 说明非均质性逐渐增强, 相 IV 渗透率变异系数(V_k)值为 0.70, 非均质性相对较弱。

在 4 种沉积微相中, 渗透率变异系数(V_k)值均在 0.70 以上, 显示出储层非均质性强的特征。

从相 I、相 II、相 III 到相 IV, 泥质夹层厚度从小变大, 泥质夹层层数由少变多, 频数由小变大; 物性夹层厚度由大变小, 层数由多变少, 频数由大变小; 钙质夹层厚度由厚变薄、层数由多变少、频数由大变小。模式 A

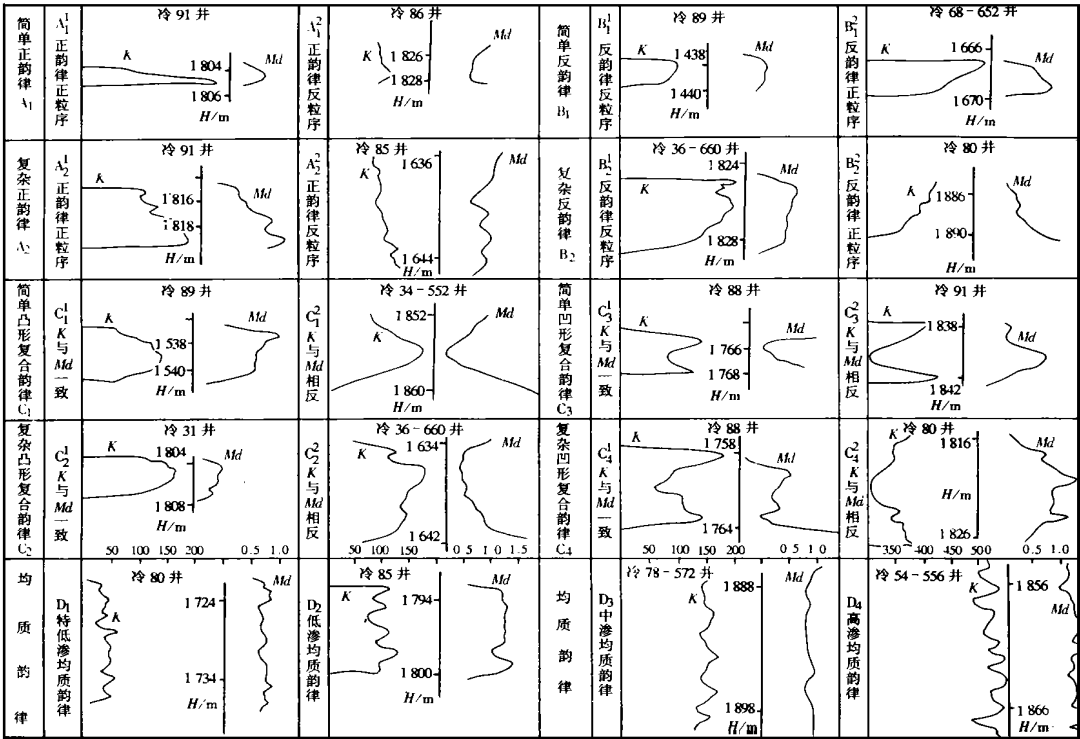


图3 层内非均质模式

K—渗透率曲线; Md—粒度中值曲线

在相Ⅳ中所占比例最高达31.82%,其次是在相Ⅲ、相Ⅰ和相Ⅱ中。模式B在4种微相中所占比例差别不大。模式C在相Ⅲ和相Ⅱ中所占比例最高,分别达42.75%和42.35%,其次是在相Ⅰ和相Ⅳ。模式D在相Ⅰ中所占比例最高达21.2%,其次是在相Ⅱ和相Ⅳ,而在相Ⅲ中所占比例最少仅8.59%(表1)。

表1 不同相带的非均质模式

相带	辫状沟道 中心(Ⅰ)	辫状沟道 边缘(Ⅱ)	辫状沟道间 (Ⅲ)	扇中前缘 (Ⅳ)
渗透率变异系数	0.73	0.98	1.17	0.70
泥质夹层频数/ %	0.006	0.049	0.119	0.11
物性夹层频数/ %	0.175	0.147	0.129	0.076
钙质夹层频数/ %	0.039	0.029	0.019	0.02
正韵律(A)/ %	22.28	21.18	25.79	31.82
反韵律(B)/ %	20.64	18.82	21.9	22.73
复合韵律(C)/ %	35.87	42.35	42.75	34.09
均质韵律(D)/ %	21.20	17.65	8.59	10.83

层内渗透率非均质模式与沉积层序有关^[1]。例如,模式A虽然在4种沉积微相中均有出现,但在相Ⅳ中所占比例最高,这主要是由于扇中前缘微相向前推进形成粒度向上变粗而渗透率向上变小的缘故。

3.3 储层参数分布规律

由相Ⅰ至相Ⅳ,砂岩组的平均砂、砾岩厚度减薄,泥质含量增加,粒度中值变细;渗透率在中渗范围内和平均孔喉半径均呈增加趋势(表 2),这是因为相Ⅲ和相Ⅳ储层粒度较适中,物性较好的缘故。由于冷 43 断块沙

表 2 不同相带的岩石相组合及储层参数

储层参数	辫状沟道中心(Ⅰ)	辫状沟道边缘(Ⅱ)	辫状沟道间(Ⅲ)	扇中前缘(Ⅳ)
砂、砾岩厚度/m	23.1	24.6	19.2	10.1
泥质含量/ %	5.3	6.2	7.4	11.0
砂、砾/泥	70	32.7	5.5	4.4
粒度中值/mm	1.08	0.99	0.80	—
渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	107.1	140.2	190.9	168.4
平均孔喉半径/ μm	6.39	7.00	7.49	7.36
岩石相组合	R_0R_1T	$R_1R_2R_3R_4GmT$	GmR_3R_4ST	$R_3SFM T$

三段Ⅱ油组储层成岩作用程度较低(早成岩 B 亚期),因此,储层和隔层参数分布、非均质性主要受沉积微相控制。

致谢:侯连华,李琳,李亚辉,陈利,张纪双,郭中强等同学参加了部分研究工作,并得到辽河石油勘探局牛仲仁,王玉娥,陆尧华,邱莎,林信漾,刘纯高,王玉娟以及王东海等人的大力帮助和支持,在此表示谢意。

参 考 文 献

1 裘亦楠,许仕策,肖敬修. 沉积方式与碎屑岩储层的层内非均质性. 石油学报, 1985, 6(1): 41~ 49

RESERVOIR HETEROGENEITY MODEL OF THE SECOND OIL-BEARING SET OF THE THIRD MEMBER OF SHAHEJIE FORMATION IN LENGDONG REGION

Lin Chengyan Xin Quanlin Liu Zerong
(Petroleum University, Doying, Shandong)
Zhang Xueru
(Liaoh Petrdeum Exploration Bureau, Panjin, Liaoning)

Abstract

According to the variations in permeability and grain size mid value obtained from rook cores and well log, the second oil bearing set of the third member of Shahejie Formation in Lendong region, western Liaohe Depression could be divided into positive rhythm(A), reverse rhythm(B), composite rhythm(C), homogeneous rhythm(D) 4 heterogeneous models and 20 sub-type models. Within 4 sedimentary microfacies, models A, C, D hold the highest percentage in IV, II, III and I facies respectively, whereas model B shows little difference in microfacies. From facies I to facies IV, the thickness of sand&gravel stone decreases, the content of argillaceous rock increases, grain size mid value gets smaller and the permeability becomes bigger. The variation coefficient of permeability and heterogeneity increases from facies I to facies III, but that of facies IV is the smallest.