

文章编号: 0253-9985(2000)02-0151-06

夫特砾岩油藏储层特征研究及开发对策

梁官忠¹, 苗 坤¹, 党 燕², 张淑娟²

(1. 华北油田公司二连石油勘探开发公司, 内蒙锡林浩特 026000;

2. 华北油田公司勘探开发研究院, 河北任丘 062552)

摘要: 夫特砾岩油藏岩石结构、成分成熟度低, 胶结物以凝灰质为主, 具复模态结构, 储层物性主要受裂缝影响。裂缝对孔隙度贡献较小, 对渗透率贡献较大。裂缝充填差。多与断层平行, 纵向上主要发育在砾岩段上部, 平面上受断层影响明显。根据胶结物的类型、含量及裂缝发育程度, 将储层划分为裂缝型、孔缝型、孔隙(洞)型三类, 认为哈 22 断块三类储层均较哈 43 断块发育。根据此研究, 在开发中确定了合理的注采比和压力水平, 调整了注采层系及系统, 在应用中取得较好的效果。

关键词: 砾岩油藏; 储层特征; 孔缝类型; 孔隙组合; 应用

第一作者简介: 梁官忠, 男, 35 岁, 高级工程师, 石油地质与开发

中图分类号: P618.130 文献标识码: A

夫特砾岩油藏位于二连盆地阿南凹陷哈南油田西南部, 含油层位为下白垩统巴彦花群阿尔善组三段(简称阿三段, 下同)。油田开发具有产量递减快、含水上升快, 油水运动规律不清等特征。开发早期未考虑储集层类型不同可能造成的影响, 统一采用常规砾岩油藏通用的注水井下部注水、采油井上部采油的“下注上采”的注水开发方式, 部分井块开发效果不十分理想。

为充分发挥厚油层高产稳产潜力, 提高采收率, 我们在系统观察描述区内 7 口取芯井岩芯的基础上, 运用物性、扫描电镜、薄片鉴定等分析化验资料和测井资料综合分析, 开展了储层特征研究。将该成果应用于指导生产后, 见到了良好的效果。

1 基本特征

1.1 岩性

据岩芯资料统计, 含油层位内, 中-细砾岩岩芯长度占岩芯总长的 94.1%, 具含油显示岩芯占岩芯显示总厚度的 81.6%, 为主要的储集岩类。

微相研究表明, 阿三段沉积时, 本区为浅湖区, 其北西面为阿尔善断裂上升盘, 东面为南北向展布的哈南潜山, 均出露地表风化剥蚀, 受其挟持, 来自北部布林隆起的物源沿交界低洼处倾泻入湖, 形成 NNE 向展布的扇三角洲前缘砾岩体^[1]。

砾岩碎屑中, 平均石英含量 5.2%, 长石含量 3.8%, 岩屑含量 91.0%, 成分成熟度为 0.04~0.09, 平均 0.05, 具典型的强水动力条件下近源快速沉积特点; 其结构成熟度也较低, 颗粒分选中-差, 磨圆次圆-次棱角状。胶结物含量 6%~11%, 平均 8.3%, 以凝灰质为主, 少量为粘土、方解石、硅质等。

本区砾岩储层属复模态结构, 其形态远较单模态结构及双模态结构复杂。在以砾石为骨架形成的空隙中, 部分或全部为砂粒所充填, 而在砂粒组成的孔隙结构中, 又部分地为粘土颗粒所充填, 砾石、砂粒和粘土三者形成错综复杂的结构组合形式^[2]。这种复模态结构特点, 决定了本区砾岩储层只有极低的有效孔隙度。

1.2 电性

本区砾岩依胶结物成分及含量可划分为凝灰质胶结(凝灰质胶结物含量>7%)、混合胶结(凝灰质含量 4%~7%)和砂泥质胶结(凝灰质含量<4%), 面孔率及物性受胶结物含量影响明显(表 1)。

表 1 不同胶结类型物性数据表

Table 1. Data of physical properties in different cement types

胶结类型	面孔率/%	凝灰质含量/%	平均孔隙度/%	平均最大水平渗透率/ 10^{-3}u^2	平均垂直渗透率/ 10^{-3}u^2
砂泥质胶结	3.06	2.29	10.2	163.5	7.6
混合胶结	1.20	5.10	8.4	299.6	5.1
凝灰质胶结	0.38	7.07	6.1	4.9	0.8

在电测曲线上, 砂泥质和混合胶结类型砾岩间

的电测曲线特征不易区别,而它们与凝灰质胶结类型砾岩的电测曲线则具有不同的响应特征。凝灰质胶结砾岩微电极、双侧向电阻率高,声波、中子降低,密度增大,自然伽马降低;其它胶结类型砾岩前述电性曲线与其具有反对应关系。把声波和伽

马曲线在凝灰质胶结岩段重叠,就很容易看出,两条曲线重叠的为凝灰质胶结砾岩,两条曲线反向增大形成较大幅度差的为砂泥质或混合胶结砾岩*,据此可进行各井不同胶结类型的划分(图1)。

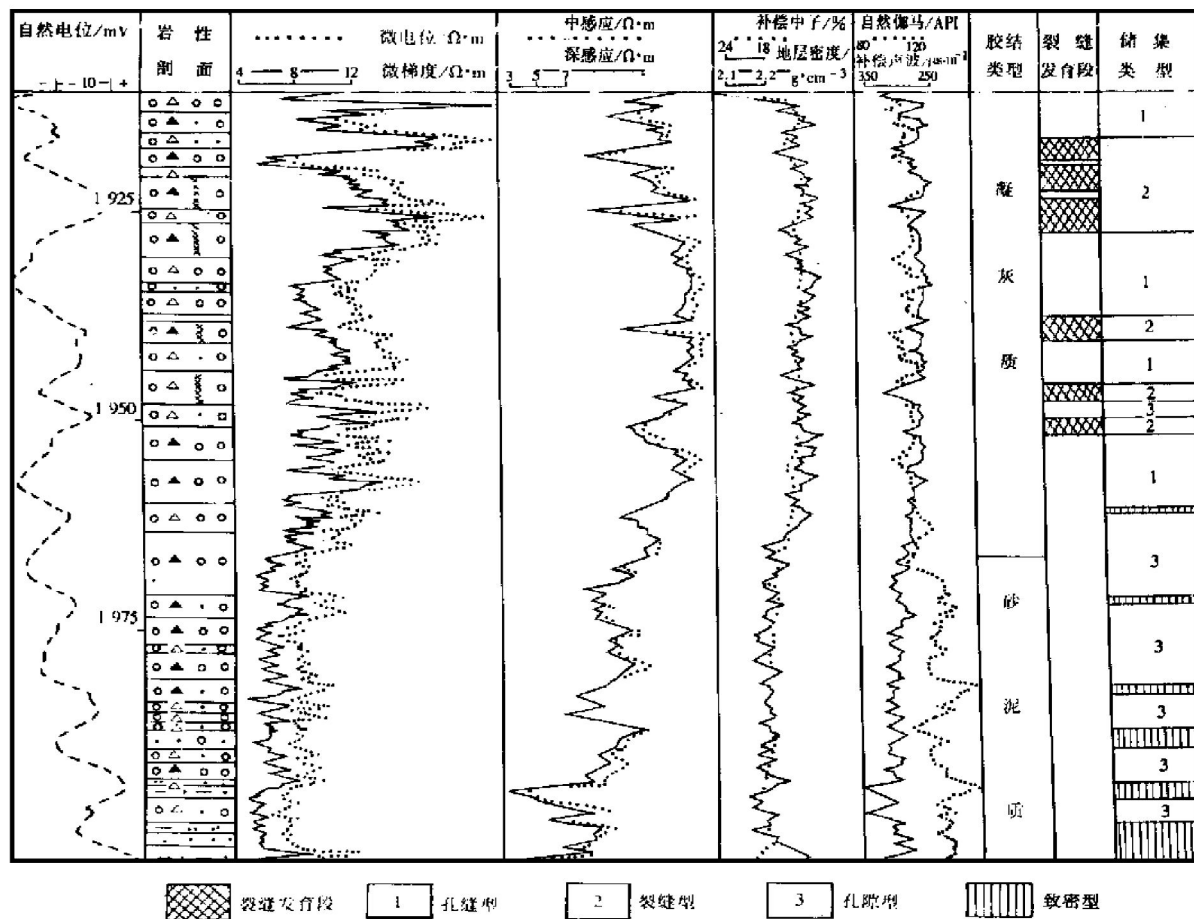


图1 不同储集类型电性特征综合柱状图

Fig. 1 Columnar section of electric properties in different reservoir types

1.3 物性

据132块大直径岩芯物性统计,砾岩储层孔隙度 $2.6\% \sim 13.8\%$,平均 7.6% ,最大水平渗透率 $0.07 \times 10^{-3} \sim 4946 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $228.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,垂直渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1404 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $16.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;地层测试计算有效渗透率 $1.03 \times 10^{-3} \sim 171 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层具特低孔、中-低渗特征。

由有效渗透率及测井解释渗透率分析,均以东部近东界断层的哈22-哈362井区渗透率较高,在 $60 \times 10^{-3} \sim 171 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,向西侧及南、北部逐渐降低(图2)。

物性主要受裂缝影响,胶结类型居其次。如哈22-175井裂缝不发育井段渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,裂缝发育井段渗透率达 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

以上;再如哈39井,凝灰质胶结井段平均渗透率 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,砂泥质胶结井段平均渗透率 $11.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2 孔缝特征

2.1 孔隙

本区孔隙主要分为孔和洞两种类型。孔主要指发育在碎屑颗粒之间的溶蚀孔,即砾间溶孔(砾与砾之间的孔)及粒间溶孔(砾石与填砂,以及填砂之间的孔隙)。这类孔内多见有自形晶石英半充填,孔径大者向溶洞过渡,小者 0.01 mm ,发育良好且连通性较好,是本区主要的储集空间。

储层中还有少量铸模孔、微孔隙及砾(粒、晶)

* 毛志君, 夫特砾岩油藏测井描述, 1992

内溶孔等,但发育及连通程度差。

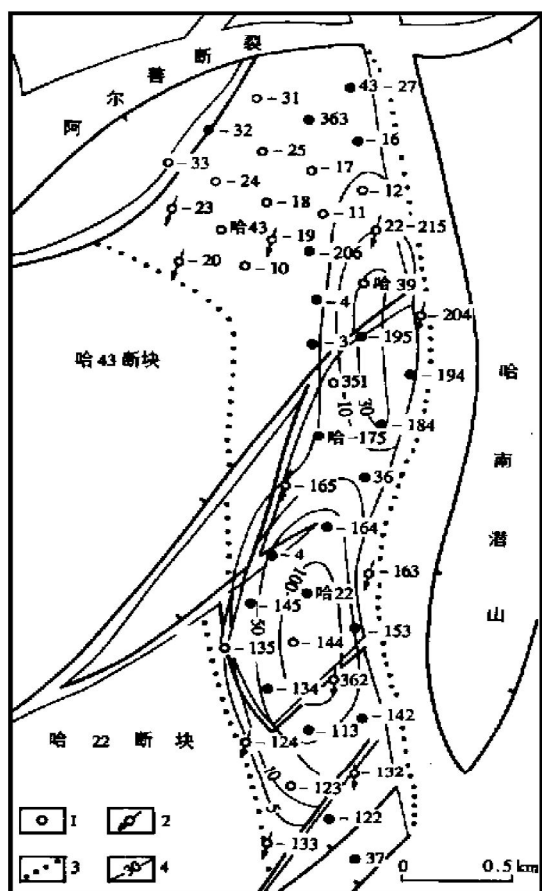


图2 夫特砾岩油藏有效渗透率等值线图

Fig. 2 Contour of effective permeability in Fute conglomerate oil pools

1- 采油井; 2- 注水井; 3- 油水分界线; 4- 有效渗透率值

洞主要以砾间(缘)溶洞和顺缝溶洞为主。岩芯观察,溶洞较不发育,统计76块岩芯溶洞面孔率,平均0.406%,占总面孔率的13.3%。溶洞直径较小,大者5~12 mm,一般1~3 mm。岩芯观察442个溶洞,≤3 mm的386个,占总数的87.3%。凝灰质胶结砾岩的溶洞较少,且多与缝有关,呈串珠状分布,即顺缝溶洞占优势;孔洞型储层则以经溶蚀扩大的砾(粒)间溶洞为主,顺缝溶洞次之。

2.2 裂缝

2.2.1 类型

从成因上看,主要发育构造缝、溶蚀缝。构造缝以张性缝为主,倾角陡,常大于70°,开启度较大,溶蚀后缝宽可达40 mm,一般在1~3 mm之间。溶蚀缝多由构造缝溶蚀改造而成,也有沿砾缘溶蚀加大而成。

按裂缝面发育程度或破裂程度,裂缝可分为高角度直劈裂缝、低角度斜交裂缝及微裂缝。

高角度直劈裂缝具有明显的破裂面,往往将岩

芯一劈两半,所经砾石亦多一劈为二;产状稳定,有一定长度,裂缝倾角>70°;岩芯上见到的有效裂缝大多属于此类,对渗透率贡献较大。统计显示倾角≥70°的裂缝占73.3%(图3),与测井解释以垂直缝为主的结论一致。低角度斜交裂缝与岩芯斜交,孤立存在且少见,多被方解石充填。该类裂缝约占总缝数的10%左右,对渗透率的贡献不大。微裂缝不规则分布,长度一般小于10 cm,缝宽一般小于0.3 mm,岩芯统计微裂缝条数只占总缝数的13.6%,且大多数为方解石全充填或半充填,对渗流影响亦不大。

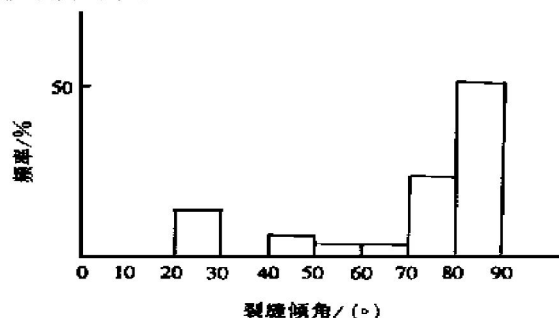


图3 裂缝倾角分布频率图

Fig. 3 Distribution frequency of fracture dip angle

2.2.2 规模

裂缝宽度:最宽为10 mm,一般在1 mm左右,统计表明,≤1 mm宽度的缝占总缝数的66.6%。

裂缝纵向切深:统计4口取芯井所见裂缝,最长的4.1 m,短的不足10 cm,长度10~50 cm之间的缝占69.0%,平均长度27 cm;由于岩芯直径小,绝大多数裂缝都延伸到岩芯以外,所测裂缝长度小于真实长度。测井资料解释裂缝分布直方图分析(图4),裂缝纵向切深多在1~3 m之间,但该裂缝长度,可以是数条裂缝叠合的反映。

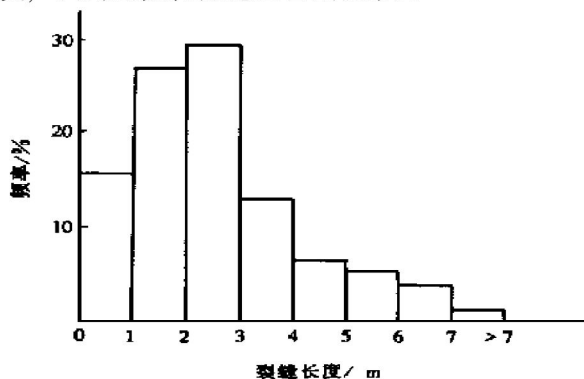


图4 测井解释裂缝长度分布频率图

Fig. 4 Distribution frequency of fracture length by log interpretation

2.2.3 分布

(1) 裂缝不发育。统计4口裂缝较发育井111.19 m岩芯,有裂缝84条,长度20.48 m,占岩芯总长

的 18.3‰, 裂缝线密度 0.75 条/m, 平均每米岩芯裂缝总长 20.3 cm。另外, 哈 43、46、22-132 等井 97.53 m 岩芯几乎未见开启的裂缝, 只有极少量微裂缝。

含油范围内 48 口井测井资料解释, 仅 25 口井见 79 处裂缝, 裂缝发育井段 233.2 m, 占总井数的 55.5‰; 裂缝发育井段仅占总厚度的 6.7‰, 且主要分布在南部的哈 22 断块内, 哈 22 断块累计裂缝井段 107.2 m, 占 84.5‰。

(2) 裂缝充填差。一般都经过溶蚀改造, 绝大多数呈开启状, 为有效缝, 缝壁通常见 0.2~1 mm 的自形晶石英半充填, 也有被方解石充填形成细小的方解石脉。4 口取芯井岩芯裂缝统计, 有效缝占总缝数的 84.5‰, 而无效缝均为方解石充填的宽度 ≤ 0.1 mm 的窄缝。

(3) 裂缝发育方位多与断层平行。如哈 22 断块东近哈 22 断层一带, 主要发育平行于构造主断层的 NNW-NS 向裂缝, 西部近哈 39 断层主要发育 NNW-NWW 向裂缝。

(4) 纵向上裂缝主要分布发育在砾岩段的上部。统计显示, 砾岩段顶部 3~5 m 无裂缝分布, 裂缝主要分布发育在距砾岩顶 5~40 m 的井段内, 占总裂缝发育井段的 83.6‰; 裂缝呈自上而下发育

程度变差的趋势。

(5) 平面上裂缝发育程度受断层影响明显。断层附近的井裂缝发育, 尤其近东侧主断层一带裂缝相对发育, 如哈 22 井, 裂缝密度达 2.1 条/m, 反之则相对较差。构造南部的哈 22 断块断层较发育, 裂缝相对也较发育; 北部哈 43 断块断层及裂缝均不发育。裂缝发育区主要分布在哈 22 断块的哈 22-204 井到哈 362 井之间。

(6) 相对而言凝灰质胶结类型砾岩裂缝较为发育, 全区裂缝发育井段 74.7‰ 分布在凝灰质胶结类型砾岩内。

从总体来看裂缝对孔隙度的贡献较小, 而对渗透率的贡献较大。以凝灰质胶结砾岩为例, 裂缝不发育者平均孔隙度 5.0‰, 水平渗透率 $4.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂直渗透率 $0.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 裂缝发育者平均孔隙度 5.5‰, 水平渗透率 $871.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂直渗透率 $153.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.3 孔缝组合特征及储集类型

不同形式和成因的孔、缝在岩石中发育程度和配置关系, 形成不同的孔、缝组合类型(图 5)。主要有:

(1) 孔隙型: 以溶孔为主要储集空间, 溶洞和裂

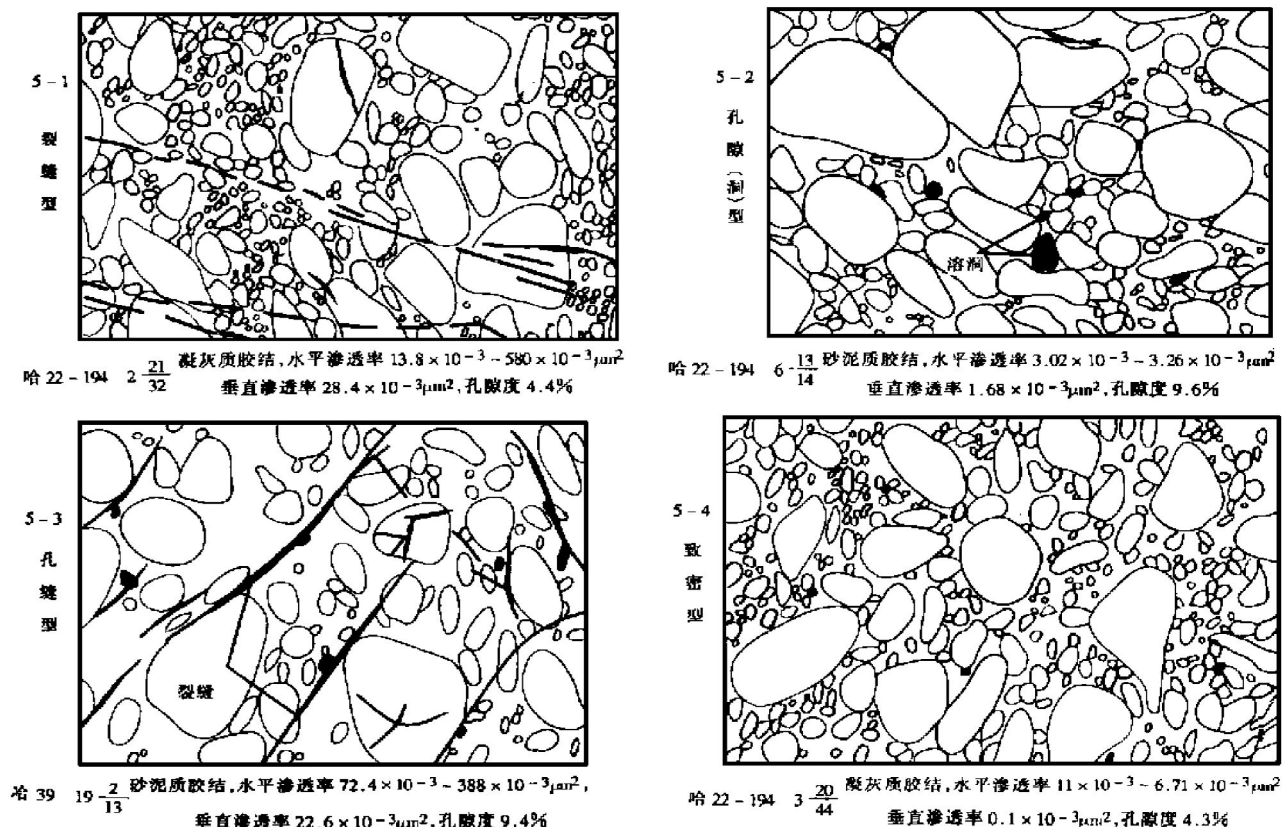


图 5 储集类型素描示意图

Fig. 5 Sketch map of reservoir types

缝不发育; (2) 孔洞型: 以溶孔洞为主要储渗空间, 裂缝不发育; (3) 裂缝型: 以构造缝与溶蚀缝为主要储渗空间, 次生孔、洞均不发育; (4) 孔+ 缝组合型: 以孔、洞为主要储集空间, 裂缝为主要渗滤通道, 孔、洞、缝均较发育。

不同岩性及构造部位具有不同的孔、缝组合类型, 形成不同的储集层类型。

裂缝型储层分布于凝灰质胶结砾岩层中, 因裂缝的存在, 导致岩芯中含油显示不均(图 5-1)。该类储层孔隙度低, 但渗透率高, 且变化较大。据该类储层岩芯分析, 孔隙度 2.7%~11.8%, 平均 5.5%, 最大水平渗透率 $23.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ~ $4\,946 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $871.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂直渗透率 3.4×10^{-3} ~ $1\,404 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $153.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 2)。

表 2 不同储集类型物性数据表

Table2. Data of physical properties in different reservoir types

储集类型	裂缝发育与否	胶结类型	平均孔隙度/%	平均最大水平渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均垂直渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
致密	不发育	凝灰质	6.1	4.9	0.8
裂缝型	发育	凝灰质	5.5	871.6	153.2
孔隙(洞)型	不发育	砂泥质	9.2	22	3.9
孔缝型	发育	砂泥质	11.0	1\,290.9	20.6

孔隙型储层主要分布于混合胶结砾岩层中, 有较发育的砾(粒)间溶孔等次生孔隙, 孔隙分布、含油较均匀, 一般为油斑-油迹显示, 储层物性相对较好, 平均孔隙度 8.4%~8.5%, 最大水平渗透率 8.6×10^{-3} ~ $33.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂直渗透率 1.9×10^{-3} ~ $3.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

孔洞型储层分布于以砂泥质胶结为主的砾岩中。砾缘、砾(粒)间溶蚀孔洞发育(图 5-2)。孔径大, 分布较均匀; 含油均匀, 油斑显示为主。物性较好, 平均孔隙度 9.4%~10.39%, 最大水平渗透率 22.3×10^{-3} ~ $25.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂直渗透率 4.7×10^{-3} ~ $5.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

孔隙-裂缝型储层分布于砂泥质胶结和混合胶结砾岩中。储渗空间主要为构造缝、溶蚀缝及砾缘、砾(粒)间溶蚀孔洞(图 5-3)。孔隙度、渗透率均较高, 水平与垂直渗透率差异大, 平均孔隙度 11.0%, 最大水平渗透率 $1\,290.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂直渗透率 $20.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类储层均以油斑以上显示为主。

非储层多为凝灰质致密胶结的砾岩层, 孔洞缝均不发育, 孔渗低, 不具备储渗条件(图 5-4)。如哈 22-132 井致密砾岩层岩芯统计胶结物含量平

均 10.9%, 其中凝灰质含量 8.2%, 致使该井段无含油显示、物性极差, 一般孔隙度 < 3%, 渗透率 < $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3 应用

3.1 确定油藏类型

综合前述分析及现场资料认为, 钻井和岩芯观察显示比较大的溶洞缝不发育; 储集空间主要为砾(粒)间溶孔(洞)、砾缘溶孔(洞), 渗滤空间孔洞缝兼而有之, 仍以孔洞为主; 储集岩以砂泥质胶结和混合胶结砾岩为主。由此可见, 油藏储集类型主要为孔隙(洞)型, 次为孔缝及裂缝型三类(表 3)。

表 3 不同储集类型分布表

Table3. Distribution of different reservoir types

断块	孔隙(洞)型		孔缝型		裂缝型		致密型		总厚度/m
	厚度/m	占%	厚度/m	占%	厚度/m	占%	厚度/m	占%	
哈 22	759.8	39.5	54.8	2.9	142.4	7.4	964.8	50.2	1\,921.8
哈 43	464.4	30.1	4.4	0.3	31.6	2.1	1\,040.0	67.5	1\,540.4

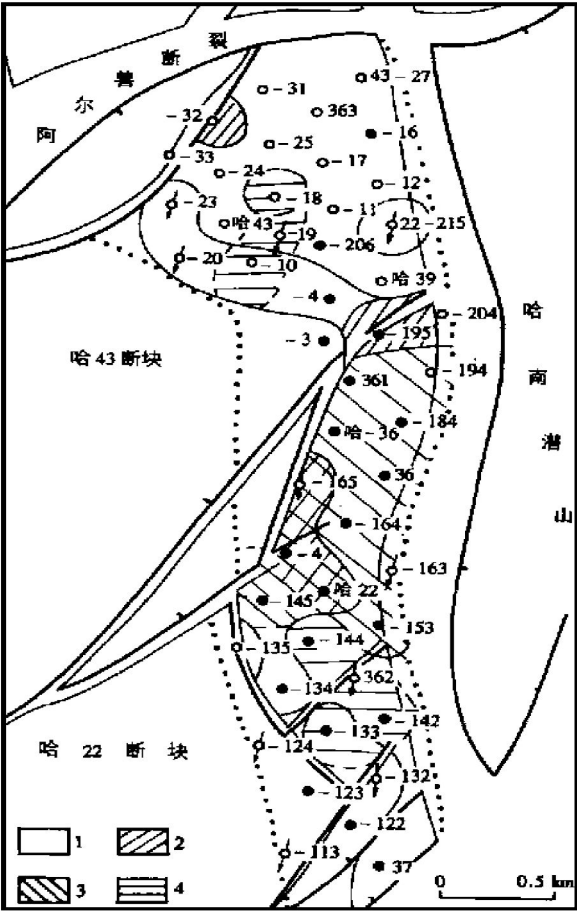


图 6 各种储集类型分布发育示意图

Fig. 6 Sketch map of distribution in different reservoir types

1—裂缝分布区; 2—孔缝型储层较发育区; 3—裂缝型储层较发育区; 4—孔隙(洞)型储层发育区

由图 6 可见, 哈 22 断块三类储层均较哈 43 断

块发育,其中裂缝型储层在哈22断块高部位发育,孔缝型储层仅在哈22-165井到哈362井一线分布,而孔隙(洞)型储层主要发育区在哈22-165井到哈22-133井一线,与孔缝型储层分布区基本吻合。

3.2 确定合理的注采比和压力水平

如哈22断块,物性较好,裂缝相对发育,结合生产动态,确定了合理注采比为0.9~1.1,压力保持水平80%~90%的注水开发原则,有效控制了该区含水上升,减缓了递减,使该断块实现了三年超能力稳产。而哈43断块由于物性较差,早期曾采取强注的开发方式,地层压力一度高于原始地层压力8.5 MPa,出现暴性水淹,经后期降压控注后,开发形势才逐渐好转。

3.3 调整注采层系及系统

油藏开发早期统一采用“下注上采”的开发模

式,由于未考虑储集层类型的影响,部分井区开发效果不十分理想。这类井区,根据储集层类型研究成果,对注采系统进行了必要的调整,改变单一的“下注上采”模式,尽可能避免在裂缝型储层发育的井或井段注水,如哈22断块某井组,将注水井原裂缝段注水改由孔洞型储层段注水后,有效控制了含水,井组日产油由109 t上升到190 t,采油速度由1.32%上升到2.31%,当年增油6 500 t。

在全井裂缝型储层较为发育的井区,主要根据裂缝展布方位进行注采井别的合理调整,也收到了较好的效果。

参 考 文 献

- 1 赵澄林,祝玉衡,季汉成,等.二连盆地储层沉积学[M].北京:石油工业出版社,1996.169~172
- 2 胡复唐.砂砾岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1997.26~30

STUDY ON FUTE CONGLOMERATE RESERVOIR PROPERTY AND EXPLORATION COUNTERMEASURE

Liang Guanzhong¹ Miao Kun¹ Dang Yan² Zhang Shujuan²

(1. Erlian Petroleum Exploration and Development Co., Huabei Oilfield Co., Xilinhott, Inner Mongolia; 2. Exploration and Development Institute, Huabei Oilfield Co., Renqiu, Hebei)

Abstract: The textural maturity and compositional maturity of Fute conglomerate oil reservoirs are low, the cements are mainly tuffaceous materials with double modular texture. Reservoir physical property is affected by fractures. The fractures, however, made little contribution to porosity, but considerable contribution to permeability. According to the types, the contents of cements, and fracture development, the reservoirs could be divided into fracture, pore-fracture and pore-cave types. It is suggested that the above mentioned reservoirs of Ha-22 fault block developed well than those of Ha-43 fault block. On this basis, reasonal ratio of injection to recovery and presure, the injection and recovery stratigraphic horizons are determined and the results are satisfactory.

Key Words: conglomerate oil pool; reservoir property; types of fracture; pore assemblage; application