



砾岩储层注水开发后期高渗流通道成因特征及其识别

徐春华^{1,2}, 侯加根¹, 唐 衍¹, 杨玉珍³, 王明峰⁴, 李 臣⁴, 高 健¹, 刘钰铭¹

1. 中国石油大学(北京)资源与信息学院, 北京 102249
2. 华东有色地勘局海洋研究院, 南京 210007
3. 中石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000
4. 中石油新疆油田公司采气一厂, 新疆克拉玛依 834000

摘要 准噶尔盆地西北缘二叠-三叠系储层是洪积扇相砂砾岩体, 油藏由于长期注水开发, 后期形成了许多高渗流通道。从静态成因、工程动态成因角度总结了高渗流通道的形成原因, 认为砾岩储层中高渗通道的主要成因有: 沉积微相控制、微裂缝网络连通、沉积成岩作用程度弱(欠压实砂砾体弱胶结)、特殊的支撑砾岩岩石沉积结构、储层改造、长期注水微颗粒迁移、不同岩性沉积界面高渗通道、不整合面等 8 种。通过确定高渗透段的成因及其识别特征, 将其嵌到单期水道内, 建立高渗透层段的空间分布规律。高渗通道的开发动态特征为: 高渗通道对应段吸水量高、高渗通道对应段吸水量随注水时间的延长而一般吸水量明显增大、高渗通道对应段地层压力从不明显到逐渐增高。由于储层高渗流通道的存在, 导致注入水无法起到有效驱油作用, 注入水无效循环严重影响了油藏注水开发效果。总结高渗流通道的特征并有效识别, 是改善砾岩油藏储层开发效果的地质基础。

关键词 砾岩油藏储层; 油藏注水开发; 高渗通道

中图分类号 TE121

文献标识码 A

文章编号 1000-7857(2009)23-0019-09

Genesis Feature and Identification of High Permeability Pathways in Conglomerate Reservoir in High Water Cut Stage

XU Chunhua^{1,2}, HOU Jiagen¹, TANG Xian¹,
YANG Yuzhen³, WANG Mingfeng⁴, LI Chen⁴,
GAO Jian¹, LIU Yuming¹

1. College of Resources and Information, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. Institute of Geochemical Exploration and Marine Geological Survey, East China Mineral Exploration and Development Bureau, Nanjing 210007, China
3. Institutet of Exploration and Development, Xinjiang Oil-field Company, Karamay 834000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China
4. The First Gas Production Plant, Xinjiang Oil-field Company, Karamay 834000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China

Abstract The reservoir of Triassic-Permian strata in the north-west zone of Zhungar basin is a pluvial fan and sand-conglomerate reservoir, and the genesis causes of its high-permeability pathways are discussed in this paper. From the genesis and identifications of pluvial fan glutenite high-permeability pathways, 8 types of high-permeability pathways are found in the glutenite reservoir. In the middle and later stages of development, there are static and dynamic factors for injection-production controlling high-permeability pathways, which are sedimentary micro facies, micro fracture network, diagenesis uncompaction, support glutenite structure, and which induce hydraulic fracture, grain motion, depositional interface, unconformable interface etc., developing characteristics of high-permeability pathways with water intake capacity more than adjacent beds, and injection-production formation pressure enhanced apparently. Because of high-permeability pathway generation, injection-water can not drive oil effectively, which is the reason of bad productivity. This paper provides a geological basis to understand the characteristics of high-permeability pathways and to identify them.

Keywords conglomerate reservoir; injection-water drive oil; high permeability channels

收稿日期: 2009-09-24

作者简介: 徐春华, 工程师, 研究方向为石油地质, 电子信箱: xuchunhua196811@yahoo.com.cn



0 引言

克拉玛依油田二、三叠系储层是洪积扇相砂砾岩体油藏。开发实践证明,对于低渗的强非均质性砂砾岩油藏储层,油藏长期注水开发和储层的多次改造,后期形成了许多高渗流通道,对流体的分布和运移起重要作用,控制着剩余油的形成和分布。

高渗流通道虽在储层中所占比例较小,但在注水开发中,表现为水流量大、水推进速度快、产状已似流水,对注入水状况反映灵敏,通道水淹严重。由于储层高渗流通道的存在,导致注入水无法起到有效驱油作用,无效循环严重影响了油藏注水开发效果。通过高渗透优势通道的识别,可以针对性地研究剩余油的形成机理和分布规律,为改善油田开发效果和提高采收率提供科学依据。

本研究以克拉玛依油田五 3 东区二叠系上乌尔禾组、三叠系克下组的洪积扇相砂砾岩体油藏储层为例,分析形成高渗流通道的原因,并结合油田生产动态资料提出识别高渗通道的方法。

1 高渗通道的类型和分布规律

对高渗透层段的定义标准,国内各个油田略有不同。按照碎屑岩储层物性划分标准,对克拉玛依油田二叠系、三叠系洪积扇相砂砾岩体油藏储层确定了合适的油层高渗透层划分标准:对孔隙度大于 25%,渗透率大于 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层定义为高渗透层(或称高渗透通道)。

高渗透层段的储集层段,一般岩石成分成熟度较高、颗粒分选磨圆度好,即岩石成分成熟度和结构成熟度都高,杂基和填隙物含量较少的层段易形成高渗流通道。据多个砂砾岩储层的物性分析资料统计反映,高渗透层段的厚度一般占所在砾岩层厚度的 10%~30%。

从岩石相角度看,高渗透层段一般分布在中等粒度(粒度中值 0.5~5 mm)的细粒小砾岩和砾状巨-粗砂岩岩性中,保存完好的支撑砾岩段一般都是高渗透层段。

从高渗流通道的静态成因和动态成因考虑,砾岩中的高渗通道的主要类别有:沉积微相控制的高渗通道、微裂缝网络连通形成的高渗通道、成岩作用弱欠压实弱胶结的高渗通道、特殊的支撑砾岩岩石沉积结构、储层改造形成的高渗通道、长期注水微颗粒迁移形成的高渗通道、不同岩性沉积界面高渗通道、不整合面等 8 种高渗通道。单期水道内的沉积物在不同部位的沉积机制直接决定了高渗透段发育特征,根据洪积物的形成机制,认为高渗透段主要有以下成因:① 受沉积初期的古地形因素控制。由于地形的高程差异导致在低部位的水道中心主体部位的水流反复冲刷,大量的细粒沉积被冲洗带走,形成厚层的高渗透带。而在构造高部位情况相反,会出现多期薄层高渗透段。② 受沉积相带的控制。

通过对克区多口井沉积成岩、测井解释分析、生产测试、油水井动态分析及井况方面的研究,认为对油藏高渗通道存

在的地质因素主要有:沉积相、单层砂体厚度、孔隙类型与胶结程度、生产压差、产液强度等。

1.1 沉积相带控制高渗通道

洪积扇相砂砾岩体多年注水开发实践表明,以支撑砾岩为代表的高渗透层段导致层间和井间的干扰达到严重程度,大大降低了注水开发效果。

根据研究区沉积特征与岩石物性分析资料统计显示,高渗透层段的发育特征与沉积微相有紧密联系。扇顶亚相中主槽微相和扇中亚相中辫流微相砂体内高渗透层的厚度比例大于槽滩与砂岛成因砂体的比例,其中不同井点主槽与主槽微相砂体内的高渗透层连接比例最高;高渗透层在主槽微相的位置主要在中部,在辫流微相中的位置多在下部^[1]。同一类储集层中高渗透层段厚度是主槽微相大于槽滩微相,辫流带微相大于辫流砂岛微相。

根据对高渗透层段垂向上分布规律和高渗透层段发育位置的连通情况统计表明,如果注采井均位于以正韵律为主、高渗透层段均在下部的储层中,在注水开发中高渗透层段最容易连通;如果高渗透层分别位于以复合韵律为主的中部和正韵律为主储层的中、下部,则较易连通;如果高渗透层段分别位于以反韵律为主的中部和正韵律为主储层的上部,不易连通;如果高渗透层段分别位于以正韵律为主的下部和以正韵律为主储层的上部,则较难连通。

高渗透层段的厚度大小、比例及其在砂层中的位置固然重要,但对开发地质来说,这些高渗透层在空间上的连通状况更为重要。研究发现,垂向剖面上高渗透段有位于砂层中部的趋势,但其位置不固定,具有随机分布的特点^[2]。

从洪积物的水动力成因上看,单期水道内水动力的状况决定了沉积砂砾岩的剖面上的物性和高渗透段发育特征,一般一次洪水动力都要经历漫洪期、槽洪期、涓流期 3 个阶段,初期发洪(漫洪期)时,水动力携带的源区沉积物由于风化含较多的泥质等细颗粒物,故漫洪期沉积物虽颗粒大但含泥量多,至槽洪期时沉积物中砾石颗粒虽变小但含泥量少,故槽洪期时的沉积物多是剖面上高渗透段发育的优势部位,其成因可见图 1,井剖面水洗特征可反映高渗透段发育部位。从图 1 可以看出,高渗透段多发育在储层的中部-中下部位。

1.2 微裂缝网络连通形成高渗通道

从砾岩薄片上观察到普遍发育不规则的线状微裂缝。砾岩微裂缝一般包括砾缘缝、砾间缝、砾内缝、解理缝等种类,砾岩微裂缝除构造成因外,大量是在成岩过程中产生的。砾缘缝是由于胶结物不能完全包裹住砾石颗粒而留下缝隙,且胶结力弱或颗粒与胶结物脱落条件下形成的。砾岩的源岩多为火成岩、变质岩,本身都发育解理,后经沉积成岩后又易形成裂隙。微裂缝隙虽然没有大裂缝的渗流能力强,但广泛发育并在储层空间联结形成网络时,受注水压力下撑开,对流体运动产生重要影响,和孔隙条件好的基质连通时往往会形成高渗通道。

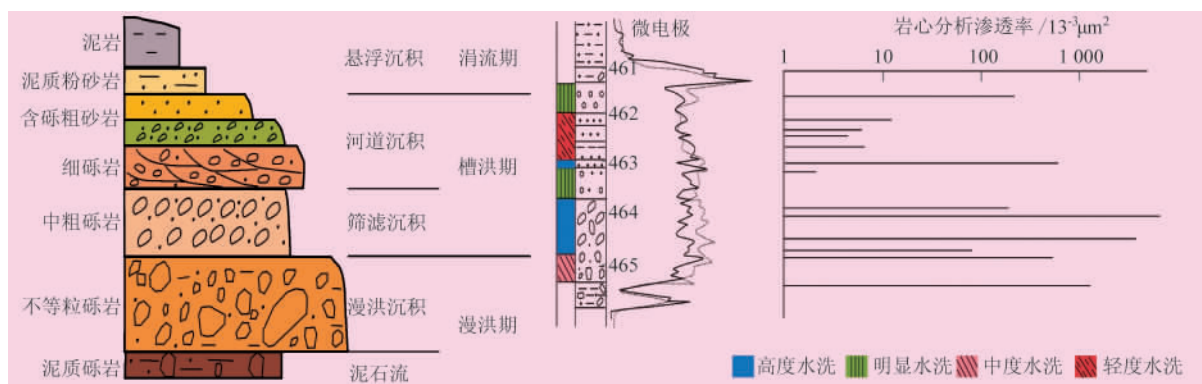


图 1 高渗透段在砂砾岩体发育部位成因特征(二区 4-22A 井)

Fig. 1 Genesis feature of high permeability pathways in conglomerate reservoir (well 4-22A)

1.3 沉积成岩界面或物性界面高渗通道

洪积砾岩储层一般由许多薄层垂向加积形成,每个薄层反映了一次洪水的沉积作用,洪积层间多有沉积间断。在一定条件下,薄层裸露地表风化就形成一个界面缝隙群;每次洪水后期的涓流作用,可把先期水流大时沉积下来的粗碎屑颗粒间的泥质等细粒物质淘洗干净,从而使储层的物性变好,这种不同岩性沉积界面的渗透性能,好往往成为注水开发时的高渗通道。例如,53东区上乌尔禾组储层很多井段都是不同岩性的沉积界面附近吸水或出水(图2),57007、57019和570333口井沉积界面强吸水段就是砾岩与砂质泥岩的接触面。图2中, K 为地层渗透率, R 为地层电阻率。

1.4 特殊的支撑砾岩岩石沉积结构高渗通道

支撑砾岩是洪积扇特有的标志沉积物,支撑砾岩结构在洪积扇露头 and 岩心上经常可见。据现代沉积调查,支撑砾岩一般形成于扇顶的细密沟槽中,成因是扇顶细密沟槽中先期沉积物中的泥沙被后期洪水带走剩下砾石骨架,埋藏后就形成了支撑砾岩,砾石颗粒相互支撑,砾石间少有泥质沉积物,因此渗透性较好(图 3)。古代洪积扇中保留的支撑砾岩在井下取心时有时可见,例如,在二中北三采试验区取心时一口井发现有 40 cm 厚的支撑砾岩,砾石直径均在 20 mm 以上,砾石表面干净几乎没有胶结物。这种特殊的岩石沉积结构导致的高渗透通道多频繁出现在洪积扇扇顶亚相沉积中。

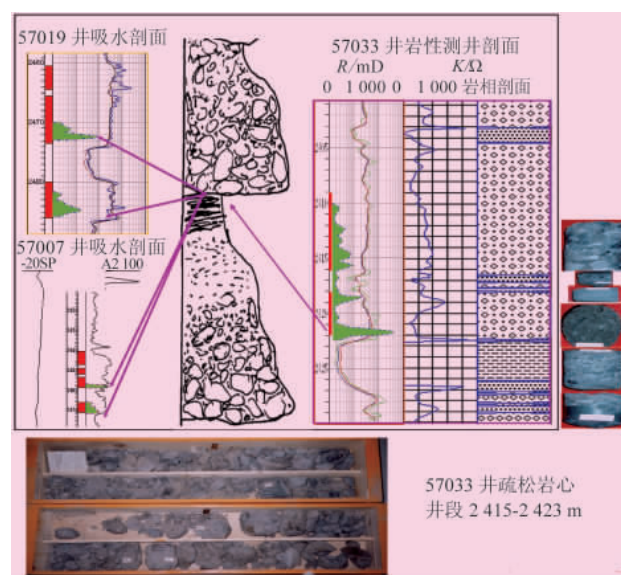


图2 57007、57019和57033井沉积界面强吸水段与岩性剖面对应图

Fig. 2 Comparison of depositional interface and injection profile wells 57007, 57019, 57033

1.5 储层改造形成的高渗通道

砂砾岩储层非均质性严重，一般都是低渗透性储层，绝大多数油井都经过重复压裂投产，而且压裂作业对象都是主



(a) 露头上看到的支撑砾岩

(b) 岩心取到的支撑砾岩

(a) Supporting conglomerate from outcrop

(b) Supporting conglomerate from core

图 3 洪积扇支撑砾岩结构

Fig. 3 Picture of supporting conglomerate structure of alluvial fans sedimentary

力油层,而主力油层一般都是高渗层段发育密集区域,这类高渗通道多为垂向发育裂缝为主的孔道。克拉玛依砾岩油藏压裂总效率为70%左右,中大型压裂裂缝缝长可达数十米至百米,有些地区高压注水还可形成人工缝等高渗通道,储层改造形成的高渗通道在注水开发阶段导致局部层段快速水窜、水淹^[3]。

1.6 长期注水微颗粒迁移形成的高渗通道

储层在长期的注水开发过程中,由于储层中与流体(原油、地层水)性质不同的注入水长期对储层浸泡、驱动,对储层进行改造,使储层的微观属性发生物理、化学作用,致使储层参数发生变化,注入水的驱动力与冲刷力对储层颗粒、粒间胶结物及矿物颗粒产生浸蚀、剥蚀作用可使孔喉变光滑或扩大喉道空间,增加孔喉配位数,畅通度增加,并在喉道增加较大的高渗透储层区域形成“优势通道”并逐步转化为高渗的水窜通道。从外因看,扩大和降低孔喉宽度和畅通程度的原因主要是注水驱油过程中的驱动力,若驱动力过大可使颗粒的支撑点改变,胶结物冲刷移位,或微粒充填移位,都可能造成孔隙网络的变化^[4]。生产井的高渗透层段胶结疏松,在注水开发过程中,砂体颗粒相对容易脱落,随着注采强度的提高,出砂严重段会易形成高渗通道,在井口的体现是由于颗

粒迁移造成井口出砂。颗粒迁移造成井口出砂后,储层高含水阶段孔喉半径增大,主要原因是:①孔喉中一些胶结物被水冲刷位移,有的与采油同时抽出,孔隙中除流体外无其他物质;②骨架由于受到水冲刷储层的影响,从原来颗粒支撑较脆弱的部分点线接触处冲开,使其喉道增大,连通性大部分变好。电镜下观察到的克下组 S_3^3 砂层中被长期注水溶蚀成薄壳状的岩石孔隙(图4),其间充填部分方沸石。 S_3^3 砂层一般富含长石,这些长石在高盐度和碱性水介质中,分解形成方沸石,方沸石又易于溶解,故产生了大量孔隙,大量沟通粒间孔隙和方沸石溶孔连通可形成高渗透层。

至于高渗流层段出砂的主要控制因素,除储层射开层段本身物性的决定因素外,射开层段注采井对应程度、射开层段产液强度都会对其构成影响。

除上述6类高渗通道外,注水开发过程中不整合面、不封闭的断层接触面都有可能形成高渗流通道,克拉玛依油田早期的露头注水试验证明了这一点。油田生产射孔早期部分井射孔底界未避开不整合面或射孔距离不整合面较近(离不整合面高度小于3 m),很多井都出现注入水窜流现象,后来射孔段的选择距离不整合面距离要求大于5 m,较好地避开了不整合面出水的问题。

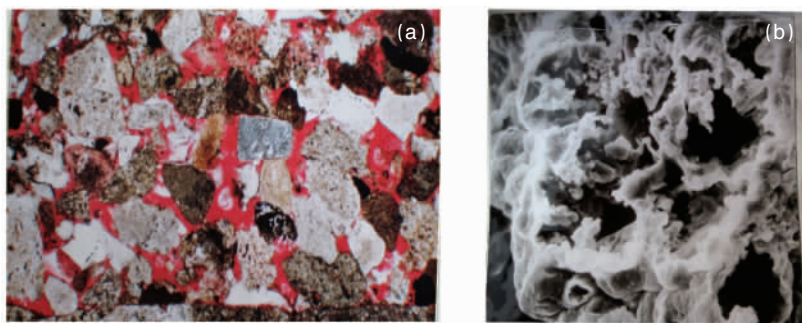


图4 溶蚀孔铸体(a)和电镜(b)照片砾岩岩心上显示的注入水长期冲刷过的高渗段溶蚀孔隙

Fig. 4 Comparison by electric microscope of corrosion of pore after water-fooding (b) and casting of corrosion of pore (a)

2 高渗通道的识别

对于注水开发油田,渗透率的非均质变化程度如级差的大小是影响注水开发效果的重要因素,高渗通道在开发特征是:①高渗通道对应段吸水量高;②高渗通道对应段吸水量随注水时间的延长而一般呈正比增大;③高渗通道对应段地层压力从不明显到逐渐增高;④高渗通道对应段局部水淹严重。部分井在高(渗)段注水,低(渗)段采油注水见效。

生产动态上判别储层高渗通道的方法很多,主要有试井分析、油水井动态参数分析等。

试井测试是定性预测储层优势通道的一种主要方法,通过压降、压力恢复和干扰试井可进行高渗通道及其方向的测试。由于高渗通道的渗透率一般较高,当高渗通道的渗透率远高于周围地层的渗透率时,油藏表现为双孔隙介质特征。

另外,通过干扰试井可以确定井间连通情况和井间地层参数,地层中高渗通道的方向可以通过干扰试井来判别。例如,没见到正常的干扰压力反映,说明两井间不连通或连通性差,不存在高渗通道。通过试井解释资料可以定性辨别具有高渗通道的井,对找出的具有高渗通道的井通过同位素示踪剂重新测试,可以验证高渗通道的存在,同时通过干扰试井可确定出高渗通道的延伸方向。

2.1 岩心上识别

岩芯上观察高渗透段一般表现为胶结疏松、裂缝(微裂缝)发育、岩性以粗砂岩细小砾岩为主的特点。利用取心井资料可以清晰地描述高渗透段的分布规律及相应的测井响应特征。高渗透段分布在单期水道的中下部,受水动力条件影响,不是每期都发育;一般表现为物性好,微电极曲线幅度差

大,并且油气充注程度高,表现为高电阻率。首先利用取心井的实验分析数据标定出高渗透段的测井曲线特征,然后把建立的测井曲线识别特征推广到非取心井中。例如,T34020井为2005年的三3+4区克下组一口密闭取心井,346.75~348.14 m为高渗透段,取心后现场滴水慢扩,含油级别为油斑,实验室测试反映为水洗驱油效率大于50%,剩余饱和度小于40%。

2.2 测井响应识别

高渗通道(高渗层段)在测井曲线上有明显的反映,在测井双侧向和微球聚焦组合测井曲线上高渗层段电阻率曲线

RT-RI-RXO三者有明显大幅度差,结合单井的疏松层段岩石(泥岩除外)钻井钻速快、钻时小(min/m)的特点综合判别,实践证明具有点准面广的特点。

对于没有双侧向的老井用微电极曲线进行标定识别,高渗通道(高渗层段)在微电极曲线幅度差变大,变得更加光滑(图5)。例如,五3东区上乌尔禾组以双侧向测井曲线为主辅助钻时曲线判别,在本区共识别出40口井上44个井段高渗流通道,57011井2411~2414.5 m;57197井上2480~2514 m大孔道段高渗层。识别出的这些高渗流通道,在以后的油田生产测试出、吸水剖面对比证明非常符合。

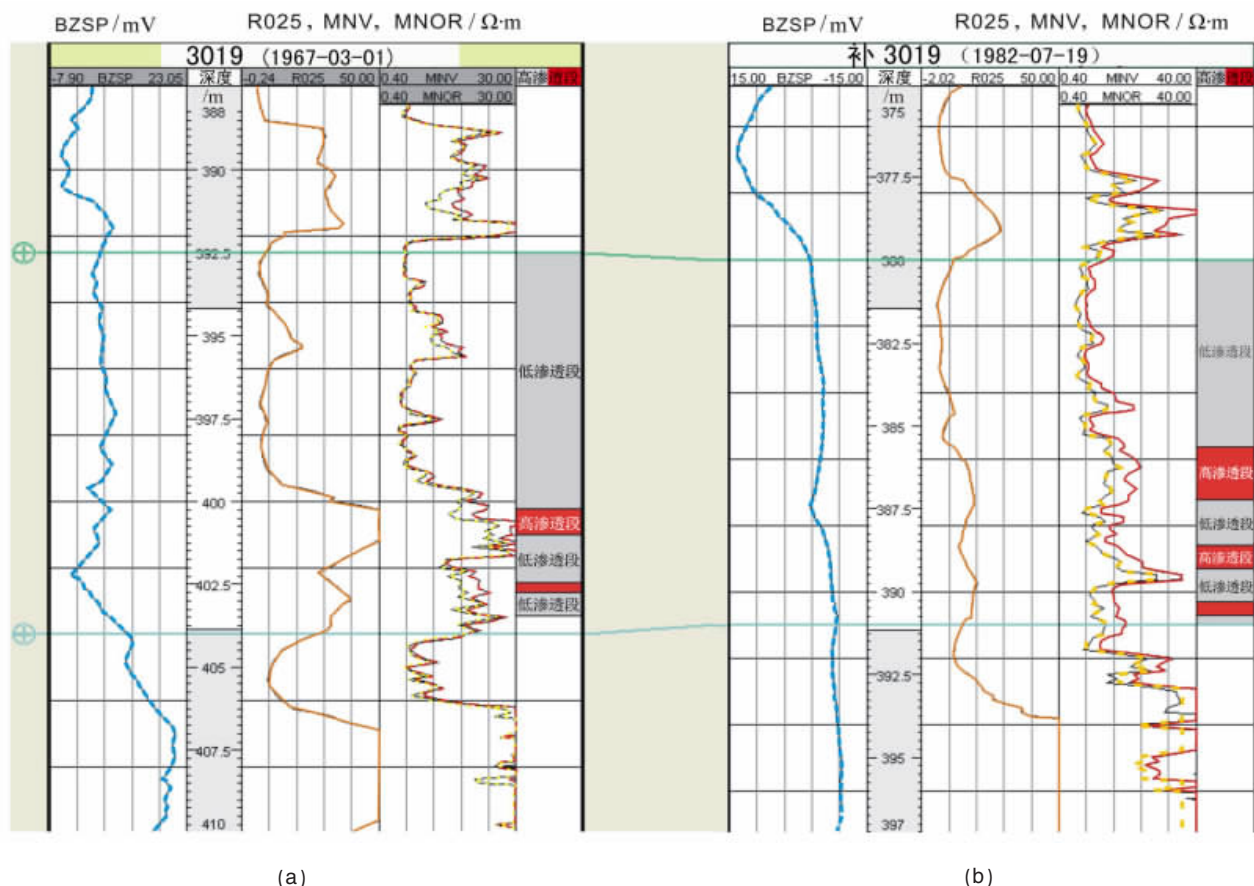


图5 三3+4区新井(补3019井,(b))和老(3019井,(a))对子井测井曲线变化特征
Fig. 5 Comparison between new and former drilling well logging curves for well 3019

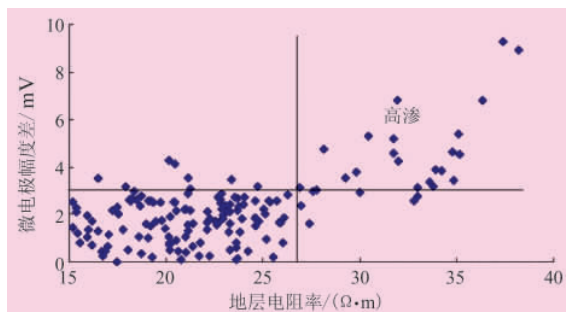


图6 微电极幅度差与地层电阻率曲线交汇图
Fig. 6 Intersection of micro-electrode resistivity values and formation resistivity values

通过对高渗透段与微电极幅度差和电阻率之间关系的数据分析,建立了高渗透段的识别关系图版,其测井下限值为微电极幅度差大于3 mV,电阻率大于27 Ω·m(图6)。

2.3 根据生产测试资料识别高渗通道

高渗通道井段在开发初期表现为很快见水,见水不久后又很快水淹。例如,五3东区5731井的上乌尔禾组2439~2452 m段即是水淹层段,五3东区5731井的上乌尔禾组2439~2452 m段即是水淹层段,对注水井来说,表现是局部吸水层段吸水量比其他层段大若干倍或表现为总是某一个吸水层段大量吸水,57046井、57033井、57010井和57081井都是局部优势通道段吸水(图7)。

主力储层无法出现较好的注水效果。

五 3 东区上乌尔禾组砂砾岩储层测试并未出现层间窜现象,反映 SW_3^1 层与 SW_3^2 层间的隔夹层具有一定的封闭性,且平面相对连续,这一点与油藏描述结果中的泥质含量分布结果相吻合,对分层注水和分层压裂改造十分有利。示踪剂监测结果显示没有一口井注入水穿越断层,在断层另一侧油井上取到示踪剂。在此基础上,结合地震解释、复压测试及其他动态监测资料研究后,证实了断层性质封闭,对注入水起明显遮挡作用。如地震剖面上可清晰识别的 57019 井东断层:在断层附近的 57006 和 57014 井复压测试检测到明显的非渗透边界,在该次示踪剂监测中没有在断层另一侧的井网内油

井 57014、57020 和 57028 取到示踪剂,而却在断层同侧构造上倾方向的 57012 和 57026 油井捕获到示踪剂,证实探测到的边界为封闭断层。

储层沉积展布研究发现^[6],各层沉积的初期和末期的细岩性的泥质和粗岩性的底砾岩发育相对连续,且岩性变化界面在测井解释上反映为高渗的裂缝渗流特征,属典型岩性界面窜流。同时在吸水剖面上也表现出该类性质的射孔井段高强度吸水(图 8),这正是示踪剂监测解释识别的高渗通道,因为这种相对连续高渗薄层的存在,使注水剖面表现出严重的吸水非均质性和油井的注水不见效甚至快速水窜水淹的注水不利局面。

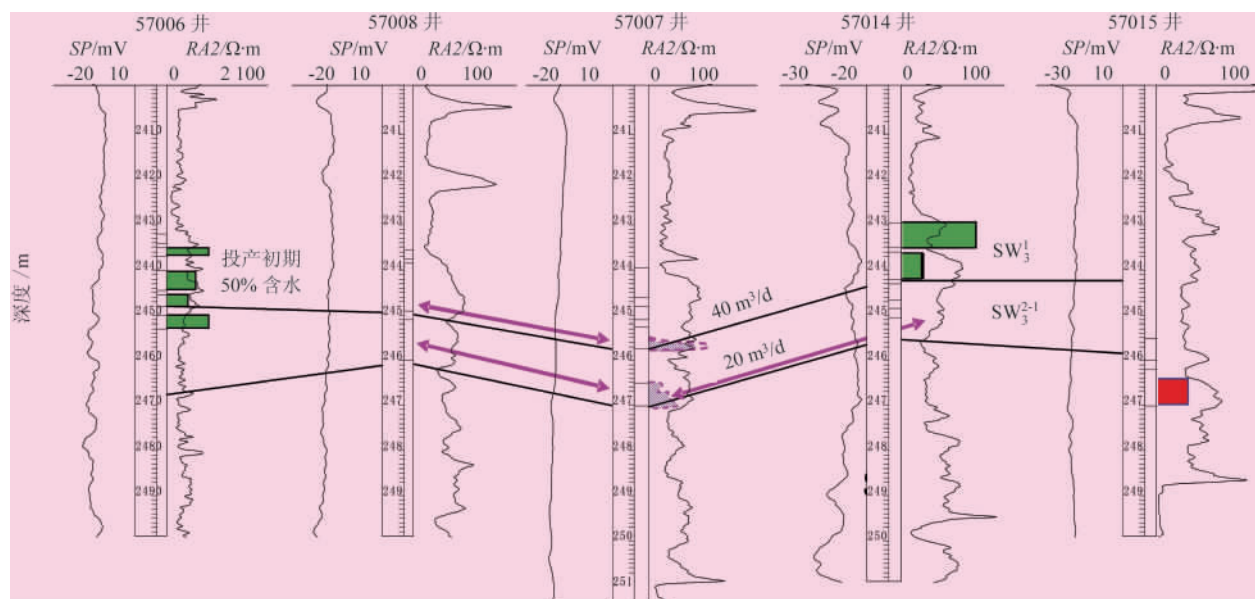


图 8 岩性变化界面在测井解释上反映为高渗通道—典型岩性界面窜流

Fig. 8 Sedimentary interface of high permeability channel in logging curves

通过监测示踪剂产出过程中见水井与相关水井的分布关系,准确确定来水方向,定量评价多井影响程度。整个监测过程中,所有油井来水方向均为单一方向,即没有出现多井影响。注入水运动方向整体上沿沉积主流线向构造下倾方向优先推进。通过该次示踪剂取得的水推速度,结合其他动态监测资料,研究分析注水强度与含水上升速度及水推速度关系发现,注水强度达到 $7 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$,关系曲线出现拐点,拐点后水推速度是拐点前的 3.7 倍。

2.5 用序贯指示模拟方法建模分析识别高渗通道

地质建模方法可在一定程度上反映高渗层段的分布特征,对五 3 东区上乌尔禾组砂砾岩储层渗透率分析后设定大于或等于 500 md 的层段为高渗层段,采用对五 3 东区上乌尔禾组砂砾岩储层采用序贯指示模拟方法,建立了高渗层段分布的三维模型,如图 9,图中 K_x 为水平渗透率。图 9 中从红→黄→绿→蓝色渗透率依次变小,三维高渗段模型能够反映高渗段在三维空间分布情况。序贯指示模拟方法最大的优点是可以模拟复杂各向异性的地质现象和连续分布的极值。

对于具有不同连续性分布的类型变量(高渗层段),可分别指定不同的变异函数,从而可建立各向异性的模拟图像^[7-8]。通过对比可以看出,本区三维高渗模型和平面油水运动体现出来的高渗段空间分布认识一致。

2.6 高强度注水导致形成高渗通道

本研究通过物理模拟实验、露头注水试验、矿场试验研究了注采速度对开发效果的敏感性,实验结果表明长期注水微颗粒迁移易形成的大孔道^[9]。注采强度越大,作用在岩石颗粒上的压力梯度越大,泥质颗粒、细砂粒越容易脱落,出砂量越大,越容易形成高渗透带。实际油田生产试验也表明越胶结疏松的砾岩地层,受到强注强采对地层的冲刷作用出砂越严重,胶结疏松的砾岩地层井段出砂后易形成高渗通道。因此在油田注水开发的过程中要考虑储层的速敏特性防止高压注水导致高渗通道形成。

井间存在等效高渗条带,即存在少量缝隙性质的高-特高渗透孔隙群的水窜进渗流系统和少量的缝隙性质的中-高渗透孔隙群的水快速推进渗流系统。

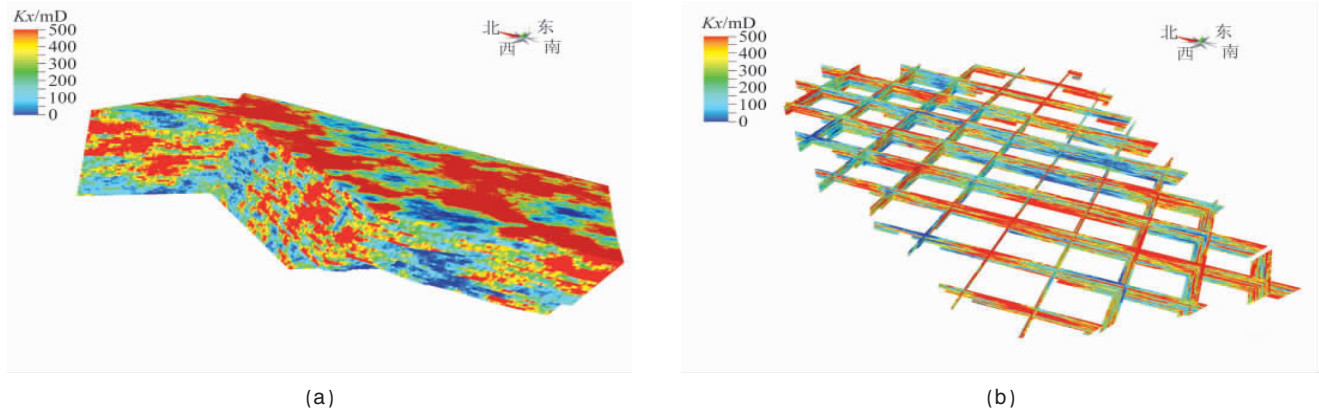


图9 用序贯指示模拟方法建立的五3东区乌尔禾组地层高渗透段三维空间结构模型
Fig. 9 Model sequence index simulation method of Wuerhe formation of 3th east block of the 5th district in Karamay oilfield

3 针对高渗通道发挥出油潜力对策

抑制高渗通道促使相对低渗层段发挥出油潜力。砂砾岩储层中高渗通道的存在,导致注水对油层的波及程度低,注水无效循环效率低。具有导流优势的高渗流大孔道形成后导致较多的剩余油滞留储层。因此采取合理的措施调整储层动用效率是开发后期面临的问题^[10]。

3.1 合理调整注水强度,提高注水效率

依据注水强度和水推速度之间的关系、区块储层特点确定目前开发阶段合理的注水强度界限、对部分井层进行注水量调整、是防止或延缓注入水沿高渗通道(层段)水窜、提高注水效率的必由之路。例如,五3东区上乌尔禾组砂砾岩储层早期区块产能高,由于注入水沿高渗通道(层段)水窜严重,后期产能下降较快,为提高注水效率,近年采取一系列措施,其中包括上调非窜流段注水量7井层,下调高渗层段注水量8井层,全年减少注水量5 000 m³,调整后注水强度基本控制在3.5~6.5 m³/(d·m)之间,月注采比达到1.3,目前已略见调整的注水效果。

3.2 调剖堵水控制界面或延缓入水沿高渗道(层段)窜流

鉴于相互连通的高渗界面渗流表现为裂缝特征,对注入水剖面动用和利用率带来的不利影响,即使全井注水强度控制在合理范围,但高渗薄层的高吸水量和高水推速度,对油井生产存在水淹的潜在威胁,需要有效地控制高渗界面的吸水量。为此,2002年9月对57019井进行了1 200 m³剂量的调剖。调剖后全井吸水厚度增加4.4 m,是原来的4.7倍,吸水强度由29.2 m³/(d·m)下降到6.3 m³/(d·m);高渗层段吸水强度由38.9 m³/(d·m)下降到8.2 m³/(d·m),吸水量下降78.5%,有效控制了高渗层的吸水量,使井组生产形势基本保持相对稳定(图10)。在57019井通过成功调剖有效控制高渗界面的吸水量的基础上,2003年9~10月五3东区上乌尔禾组砂砾岩储层又进行了57021、57221和572543口井的调剖,从获得的2个剖面对比资料看,增加吸水层数3层,吸水层数动用从66.7%提高到91.7%;增加吸水厚度7.3 m,吸水厚度动用从

50.9%提高到78.5%。其中57254井底部高渗薄层百分比吸水量由54%下降到10%,吸水强度由12.9 m³/(d·m)下降到1.7 m³/(d·m),高渗薄层的无效吸水量得到有效控制后,相关水淹油井57255产水量由18.5 m³/d下降到11.4 m³/d,初步见到了调剖效果。虽然因时间短大部分井尚未出现明显反应,但调剖对高渗薄层吸水量的控制和剖面吸水状态的改善作用毋庸置疑。

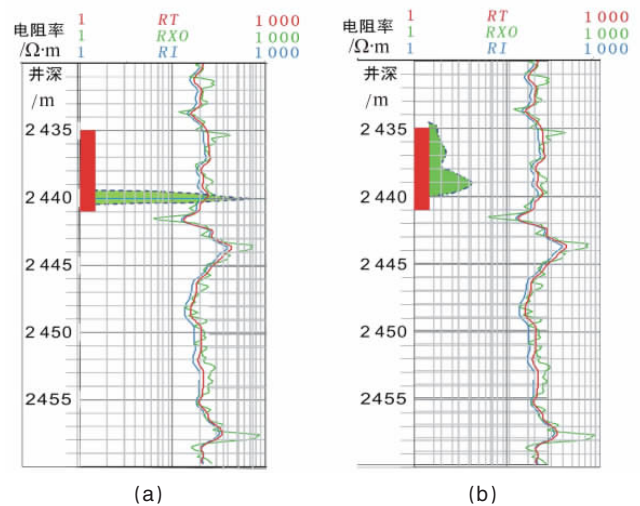


图10 57019调剖前(a)、后(b)吸水剖面对比

Fig. 10 Comparison diagram of well 57019 before and after adjusting profile of water absorption interval

3.3 补层调整防止或延缓注入水沿高渗层段“走捷径”,发挥中低渗透层的产油潜力

通过针对中、低渗透补层调整提高注入水在剖面上的动用程度,防止或延缓注入水沿高渗道(层段)“走捷径”,提高注水效率,发挥中低渗透层的开采潜力。例如,五3东区上乌尔禾组油藏57033井组初期层段注水向5731和57040井快速窜进,造成两口井近井含油饱和度较低,致使两口井当前层段生产高含水低能。初期注入水没有波及到上部渗透性稍

差的 SW_2^1 层,使 SW_2^1 层含油饱和度较高,为发挥井组有效注采能力,2003 年对 57033 井组实施了全井组整体上返补开 SW_2^1 层的工作,补层后完善了井组剖面上的注水波及程度,增加注水能力 $30\text{ m}^3/\text{d}$,初期增加产油能力 6.0 t/d ;鉴于 57019 和 57021 井组示踪剂捕获井比例高反映的注采反应较好,对 57019、57018、57022 和 57029 进行了补层,57019 增加注水能力 $30\text{ m}^3/\text{d}$,其余 3 口井初期增加产油能力 11.5 t/d 。使监测区 4 个井组进入 2003 年 6 月日产液稳定在 130 t ,日产油由 27.8 t 上升到 31.8 t ,增加产油水平 4.0 t/d ,对充分挖掘监测区注采潜力,提高注水效率,保持区域开发形势稳定起了积极的作用。

3.4 油井压裂时,避开高渗道,压裂中低渗透层

油井压裂时,由于高渗通道(层段)是天然的优势渗流通道,油井措施时要尽可能避开高渗通道(层段),压裂的对象应以中低渗透层为主。例如,五 3 东区乌尔禾组油藏 57003 井初期出液剖面显示射开的 5 个层段中仅有 2 个层段出液,电测显示未动用的 3 个层段虽然渗透能力较动用层低,但仍具备生产潜力。2003 年 4 月对该井实施投球选压,压前低能不出,压后日产液 12.1 t ,日产油 9.6 t ,含水 20.8% ,获得较好的措施效果。可见识别高渗层、重点改造中低渗油层,是提高油层动用程度,释放油层潜能是最终获得高采收率的基础。

4 结论

1) 正确确定和识别高渗通道,应在注水开发的前期加强井间同位素监测和动态分析认识及预防大孔道,确定高渗通道或大孔道存在的量级,并由此确定后期的采油工艺措施。抑制优势高渗通道(层段)单一出水或水窜,提高注入水沿储层剖面的波及程度,是促使其他相对中、低渗层段发挥出油潜力的必要手段,也是最终提高采收率的基础。

2) 克拉玛依油田储层的高渗通道主要类别有:沉积微相控制的高渗通道、微裂缝网络连通形成的高渗通道、成岩作用弱欠压实弱胶结的高渗通道、特殊的支撑砾岩岩石沉积结构、储层改造形成的高渗通道、长期注水微颗粒迁移形成的高渗通道、不同岩性沉积界面高渗通道、不整合面等 8 种高渗通道。从测井曲线、钻时曲线、吸水剖面上,注示踪剂可判别高渗流通道标志一般为:电阻率曲线出现大幅度差;对应段产、吸水量高;胶结疏松段钻速快、钻时小(min/m)。

3) 高渗通道层段的存在和开发后期剩余油的分布关系非常密切,一般在岩体中高渗层段的发育受沉积相带的控制,洪积扇有利相带一般控制储量大,同时也是高渗层段发育程度高的地区,高渗层段在优势相中分布多,水淹快。中、低渗层段渗流差异大,导致注入水沿单层突进,相对低渗层不见效,但部分井区剩余油仍富集,这是开发后期挖潜的目的层。

致谢 论文完成过程中,参考了新疆油田公司采油三厂的多份生产研究报告、王志章的五 3 东上乌尔禾组油藏研究报告,特此表示感谢。

参考文献 (References)

- [1] 徐春华,孙涛,宋子齐,等.应用粒度分析资料建立洪积扇沉积环境判别模式[J].新疆地质,2007,25(2):187-190.
Xu Chunhua, Sun Tao, Song Ziqi, et al. *Xinjiang Geology*, 2007, 25(2): 187-190.
- [2] 钟大康,朱筱敏,吴胜和,等.注水开发油藏高含水期大孔道发育特征及控制因素[J].石油勘探与开发,2007,34(2):207-211.
Zhong Dakang, Zhu Xiaoming, Wu Chenghe, et al. *Journal of Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(2): 207-211.
- [3] 李阳,王端平,刘建民.陆相水驱油藏剩余油富集区研究[J].石油勘探与开发,2005,32(3):91-96.
Li Yang, Wang Duanping, Liu Jianmin. *Journal of Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(3): 91-96.
- [4] 尤启东,陆先亮,栾志安.疏松砂岩中微粒迁移问题的研究[J].石油勘探与开发,2004,31(6):104-107.
You Qidong, Lu Xianliang, Luan Zhian. *Journal of Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(6): 104-107.
- [5] 王贤君,李建阁,冯立.应用井-地电位测量技术判断油层高渗透带方向[J].中国石油大学学报,2006,30(5):67-70.
Wang Xianjun, Li Jiange, Feng Li. *Journal of China University of Petroleum: Natural Sciences Edition*, 2006, 30(5): 67-70.
- [6] 赵霞飞.河流相模式与储层非均质性[J].成都理工学院学报,1999,26(4):357-364.
Zhao Xiafei. *Journal of Chengdu University of Technology*, 1999, 26(4): 357-364.
- [7] Cross T A. Stratigraphic controls on reservoir attributes in continental strata[J]. *Geology Frontiers*, 2000, 7(4): 322-340.
- [8] Craig F C. The reservoir engineering aspects of waterflooding [J]. *AAPG Bulletin*, 1971, 3(2): 59-66.
- [9] Cross R L. Stratigraphic controls on reservoir attributes in continental strata[J]. *Geology Frontiers*, 2000, 7(4): 322-340.
- [10] 奚之林,曾流芳,张志海,等.大孔道诊断和描述技术研究[J].石油勘探与开发,2001,28(1):75-77.
Dou Zhilin, Zeng Liufang, Zhang Zhihai, et al. *Journal of Petroleum Exploration and Development*, 2001, 28(1): 75-77.

(责任编辑 王芷)

《科技导报》“学术争鸣”栏目征稿

科学研究需要争鸣和探索。《科技导报》设立“学术争鸣”栏目,旨在活跃学术气氛,开展学术讨论,促进学科的深入研究。本栏目欢迎对已发表的学术论文观点进行质疑,也欢迎广大作者对各个领域的科技问题进行开创性的学术探索。本栏目欢迎广大一线科技工作者投稿。投稿邮箱:www.kjdb.org; 投稿信箱:kjdbbjb@cast.org.cn。