

文章编号:0253-9985(2013)01-0048-10

二连盆地阿南低渗透火山碎屑砂岩油藏 储层特征及其对开发的影响

梁官忠¹,姜振学¹,刘忠²,尹志军¹,申保华³,马俊恒⁴

(1. 中国石油大学 地球科学学院,北京 102249; 2. 中国地质大学 能源学院,北京 100083;

3. 北京高顿世纪科技有限公司,北京 100101; 4. 中国石油 华北油田公司 二连分公司,河北 任丘 062552)

摘要:阿南砂岩油藏储集岩以长石岩屑砂岩为主,属近源快速沉积的水下扇砂体,且沉积时受火山活动影响明显。岩石中火山成因岩屑及凝灰质胶结物含量高,岩石成分成熟度和结构成熟度均较低,储集体具有埋藏浅但压实作用、胶结作用等成岩后生作用强烈的特点,导致油层原生孔隙不发育,主要发育次生溶孔。孔喉以微喉为主,吼道分选差、储渗能力较弱,油藏具有典型的低渗火山碎屑砂岩油藏特征。油藏注水开发后,由于水敏和速敏等因素的影响,孔隙结构进一步变差,油层驱替压力上升,无水采收率和最终驱油效率下降,油藏注水开发表现出注水压力不断上升、地层憋压现象明显但油井供液能力普遍不足等特征。随后开展了细分开发层系和加密井网等措施,开发状况得到一定程度的改善。

关键词:孔隙结构;储层特征;火山碎屑;砂岩油藏;二连盆地

中图分类号:TE132

文献标识码:A

Reservoir characteristics of low-permeability pyroclastic sandstones and their influences on petroleum development in A'nan oilfield of Erlian Basin

Liang Guanzhong¹, Jiang Zhenxue², Liu Zhong³, Yin Zhijun¹, Shen Baohua³ and Ma Junheng⁴

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 3. Beijing Gaodun Century Technology Co. Ltd., Beijing 100101, China; 4. PetroChina Huabei Oilfield Company Erlian Branch, Renqiu, Hebei 062552, China)

Abstract: The reservoir rocks of A'nan sandstone oilfield are dominated by feldspar lithic sandstone, and are proximal subaqueous fan deposits with prominent influences of volcanic activity. They feature in high content of pyroclastic debris and tufaceous cements, low composition maturity and structure maturity. Although their burial depth is shallow, epidiagenesis such as compaction and cementation are intense, leading to the poor development of primary porosity. As the major secondary pores, the dissolution pores feature in micro-pore throat and poor sorting of pore throat, resulting in poor storage capacity and permeability. Therefore, A'nan oil reservoir is typical low permeable pyroclastic sandstone reservoir. The pore structure deteriorates during water flooding due to various factors such as water sensitivity and velocity sensitivity. As a result, the displacement-pressure increases, while water-free oil recovery and ultimate oil displacement efficiency decrease. During waterflooding, water injection pressure increases continuously, and pressure buildup is significant, but well deliverability is commonly low. Several measures such as layer-subdivision and infill drilling are carried out to improve oilfield development.

Key words: pore structure, reservoir characteristics, pyroclastic, sandstone reservoir, Erlian Basin

收稿日期:2012-04-11;修订日期:2012-12-15。

第一作者简介:梁官忠(1965—),男,高级工程师,石油地质。

阿南油田位于二连盆地阿南凹陷阿尔善构造带南部,含油层系为下白垩统巴彦花群阿尔善组四段和三段(阿四和阿三段)。据区域沉积相研究表明,巴彦花群沉积时,阿南凹陷为断陷湖盆。阿尔善组为凹陷的初始沉积,此时凹陷处于强烈扩张断陷阶段,扩张阶段末期(阿四和阿三段沉积期)凹陷不断下沉,湖水变深、水域扩展,油田北部边界阿尔善断裂上升盘即为阿北火山台地风化剥蚀区,因而携带碎屑物入湖的河流流程短、水流急,物质未经化学分选和物理筛选,就泻入湖盆,形成一系列水下扇和扇三角洲沉积^[1]。加之此时阿尔善大断裂活动强烈、火山活动频繁,陆源和同期的火山岩岩屑及火山尘等物质增多,形成以火山碎屑沉积为主的沉积特征。

由于火山碎屑岩储层的特性,造成油田投入注水开发后,储层微观孔隙结构遭受破坏,表现出了地层污染堵塞、注水不见效、产液指数下降、地层憋压、注水单层突进、套变套损严重等开发现象,水驱状况受到明显影响。为此,围绕减缓火山碎屑岩储层对开发影响的目的,开展了大量针对性的调整、治理工作:在中含水期间重点开展了解决注水见效的工作,并取得了成效,在阿31、阿11主力断块进行了由一套到两套、由两套到四套的细分开发层系工作,阿3、阿10次主力断块的注采井网加密工作;高含水期后,进一步实施了层系井网优化调整,注采结构调整,细分注水单元,强化提液、主力厚油层的堵水及凝胶深部调驱等。这些工作的开展,一定程度上改善了开发效果,确保目前油田处于高含水开发后期-特高含水开发期后,仍保持了中等程度的开发状况,平均单井日产液11.0 t,平均单井日产油1.1 t,综合含水89.72%,地质储量采油速度0.41%,地质储量采出程度18.68%,可采储量采油速度1.64%,可采储量采出程度73.75%。

阿南低渗透火山碎屑砂岩油藏,既具有低渗透砂岩油藏的基本特征,又具有火山碎屑油藏的特殊性,其在二连盆地具有广泛的代表性,国内海拉尔、吐哈等油田也见有火山碎屑岩油藏^[2]。本文从沉积、成岩等方面寻找影响油田开发效果的主要因素,并提出类似油田开发早期应注意和采取的开发对策建议。

1 储层特征

1.1 岩石类型与物性特征

据区内两口系统取心井统计(阿403井、阿芯11-137井),含油层段岩性可分为含砾砂岩、中-细砂岩、粉砂岩和泥质岩,分别占岩心总长的10.2%、31.4%、39.1%和19.3%,砂地比达80.7%;统计两口井解释有效厚度,中、细砂岩类储层占61.1%~65.6%,其次为少量的粉砂岩、含砾砂岩,可见本区以砂岩类为主要储集岩类。

据油层段物性统计结果,阿403井、阿芯11-137井平均孔隙度为19.6%~17.5%,渗透率为 $82.9 \times 10^{-3} \sim 72.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属中孔、低渗储集层。阿403井原始含油饱和度介于47.4%~81.2%,平均为65.0%,油层原始含油饱和度中等。

1.2 岩矿特征

1) 长石岩屑砂岩为主,火山岩屑含量高

据阿403井、阿芯11-137井薄片资料,储集岩类以长石岩屑砂岩为主,其次为岩屑砂岩,以岩屑含量高为特征,平均岩屑含量为71.1%~59.9%,长石含量为17.7%~28.7%,石英含量为11.2%~11.4%。岩屑中,以凝灰岩岩屑为主,平均为38.7%~28.5%;其次为中基性岩屑,平均为26.7%~23.5%;火山岩岩屑含量平均为65.4%~52.0%,为沉积火山碎屑砂岩。颗粒次棱角状-次圆状,分选较差-较好,分选系数为1.56~2.42;颗粒接触方式一般为线-凹凸接触,少许点接触。

2) 胶结物含量高,且以凝灰泥质为主

胶结物含量平均为19.3%~14.3%,胶结类型主要为孔隙-接触式。主要胶结物为蚀变凝灰泥质,平均为13.3%~9.8%;其次是方解石胶结物,平均为4.9%~3.3%;见少量沸石、硅质等。

3) 受火山活动影响,形成火山碎屑岩储层

据岩心和薄片资料,油田西北部靠近阿尔善断层的阿36井,阿尔善组出现安山岩,是离火山口较近的标志;由阿36井向东南2 km的阿403井及阿芯11-137井,同层系出现的与火山活动有关的岩石是凝灰岩、砂质凝灰岩,偶见熔结凝灰岩(表

明距火山口不太远);由阿403井再向东约1.5 km的阿3井,同层系仅出现凝灰质砂岩、凝灰质粉砂岩或凝灰质泥岩。可见由阿36—阿403—阿3井沉积物受火山活动的影响越来越弱,阿尔善期阿南地区的火山活动应位于阿36井北面阿尔善断层上,火山活动沿断层带进行。部分薄片样品中凝灰泥质呈条带状或流动状分布,也可见轻度热变质现象,这是受同期火山活动影响的明显佐证。

区内火山周期性活动,火山碎屑沉积活动也相应的具有周期性。显示在剖面上,每个喷发沉积旋回均是前期以火山碎屑沉积为主,依次形成火山沉积岩、沉火山碎屑岩、火山碎屑沉积岩,后期火山碎屑物质逐渐减少,形成火山碎屑质沉积岩,直至正常沉积岩的沉积旋回。分析认为,当火山活动进入高潮时,火山可以提供大量的碎屑物质,这些碎屑物质被流水或风力带到凹陷中沉积下来,形成沉火山碎屑岩;当大部分火山休眠或消亡时期,沉积物主要是阿北安山岩台地母岩经风化、剥蚀、搬运至湖盆而沉积下来,或陆上已沉积但未成岩(或成岩前期)的火山碎屑物质经流水侵蚀改造带至湖盆而形成的正常火山碎屑质沉积岩^[3-4]。

综上所述,阿四和阿三段沉积时期火山活动

频繁,且物源区主要为火山岩体,形成特征的火山碎屑砂岩储层。

1.3 沉积相

阿四和阿三段沉积时期,阿南凹陷以滨浅湖为主,沿阿尔善大断裂存在3个大的物源区,即阿23井北、阿32井北及阿413井北,在区内形成3个大的扇体,其沉积物以砾、砂为主,夹浅湖泥岩;湖水重力流沉积特征明显,常见火山碎屑物质,砾级内碎屑与陆源砂砾的无序混杂及递变构造;无岸上沉积标志。它与扇三角洲明显不同,无水上冲积平原及河口砂坝沉积,是携带大量陆源碎屑的暂时性河流出口后直接入湖,在湖缘尤其是湖盆陡岸滨浅湖地区形成砂砾岩体近岸水下扇^[5]。各扇体在入湖处基本上是相互分开的,至阿11和阿3井区逐渐连成一体。3个扇体中,以阿32扇体水动力条件最强,物源丰富,延伸较远。

由于阿尔善断裂的早期活动,形成北高南低的近台阶式湖岸地貌。洪水重力流由陡台阶进入平缓湖区后就没入水下,坡度突降,流体能量剧减,快速卸载,砾级粗碎屑杂乱堆积在滨岸,构成范围很小的扇根亚相(图1)。

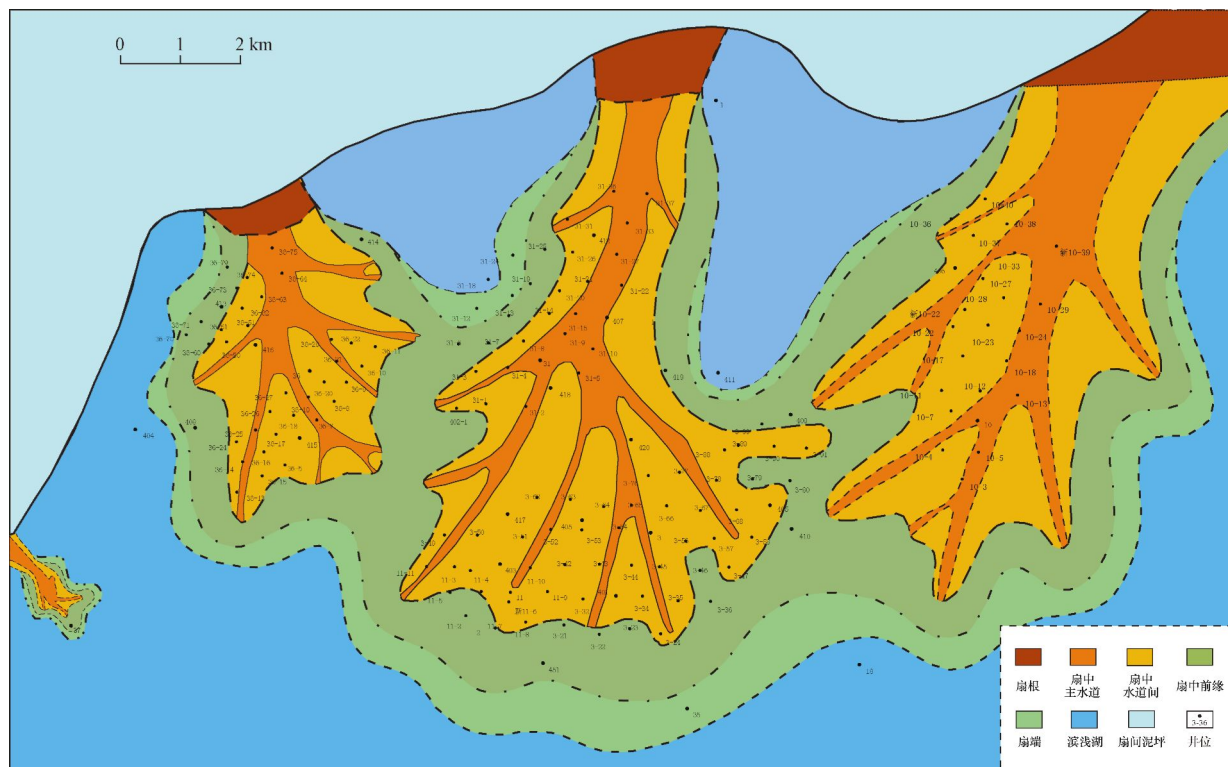


图1 阿南油田A₁油组3小层近岸水下扇沉积微相

Fig. 1 Sedimentary microfacies of offshore subaqueous fan in the 3rd layer of A₁ oil pay in A'nan oilfield

由于湖底平缓,重力流所需的坡降条件不复存在,继续前进的流体主要靠惯性推动,剩余负载迅速沉降,流体性质很快向牵引流转化,形成相对发育的扇中和扇端亚相,发育较多的牵引流沉积构造。主体扇中亚相进一步细分为扇中水道、扇中前缘及水道间微相。

1) 扇根亚相

扇根亚相位于大断裂根部,扇体入湖处的滨湖地带,以基质支撑的块状砾岩、递变砾岩、混杂砂砾岩为特征,分选差、物性差,油层不发育(表 1)。

2) 扇中主、分支水道微相

扇中主、分支水道微相是把大量粗碎屑物质进行分选、沉积,并向湖盆方向输送的通道,水动力条件强且稳定。砂体呈树枝状或辫状由北向南延伸,岩性以砂砾岩、含砾砂岩、块状砂岩为主,分选相对较好、杂基含量少、物性好,油层发育,是含油砂体集中分布的相带,进一步可细分为主、分支水道。

3) 扇中前缘微相

扇中前缘微相位于扇中前部呈扇形分布,水道在此逐渐消失,主要接受细砂岩、粉砂岩与泥岩沉积。

4) 水道侧翼(水道间)微相

水道侧翼微相平面上位于分支水道一侧或水道之间,受季节性洪水作用影响,沉积物溢出或冲出水道形成,相当于水下天然堤、决口扇或水道间沉积,以细砂、粉砂、泥混杂沉积为主。

5) 扇端亚相

扇端亚相分布在扇体最前方,水道至此完全消失,水动力条件弱,以泥质粉砂岩为主。

扇中前缘、水道侧翼(水道间)微相及扇端亚

相粒度偏细、泥质含量高、物性及油层发育程度均较差^[6]。

1.4 成岩特征及其影响

本区阿四和阿三段沉积期主要处于晚成岩 A 亚期(成熟阶段)。因经历的构造运动活跃、沉积作用快速、火山活动频繁,加之地层时代老、埋藏浅、古地温高、地下水充分、岩石物质成分杂而不稳定,其成岩作用独具特色。

1) 压实作用

储层岩屑含量达 59.9%~71.1%,石英含量仅 11.2%~11.4%,机械压实作用影响明显,岩石颗粒多呈线接触和镶嵌接触,因压实作用损失的原生孔隙度可达 20%~35%,使原生孔隙大部分消失(图 2a)。

2) 胶结作用

岩石胶结物含量高,一般达 20%~30%。胶结作用发育,可分为两期。第一期为成岩早期,主要为泥质和方解石胶结;第二期为成岩中-晚期,胶结物为脱玻化石英及石英和长石自生加大(图 2b),石英次生加大幅度可达原颗粒的 0.5~1.5 倍,次生石英颗粒附于粒表或充填于孔隙中。经过两期胶结,原生孔隙度进一步降低。

3) 颗粒蚀变

火山岩屑及长石蚀变形成的粘土物质部分充填和堵塞孔隙喉道。据扫描电镜观察,许多粘土矿物如蒙脱石、伊利石等粘附在粒表或充填于孔隙、堵塞于喉道中,严重的影响了岩石的渗流性能。

4) 溶解作用

阿尔善组之上的腾格尔组为深湖-半深湖泥

表 1 阿南砂岩油藏不同微相储层特征

Table 1 Reservoir characteristics of different sedimentary microfacies in A'nan sandstone reservoir

亚相	微相	储层厚度		粒度		物性		孔隙结构		
		占砂层厚度/%	占有效厚度/%	中值/mm	分选系数	孔隙度/%	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	主要流动 喉道半径/ μm	结构系数 F	驱替压力/ MPa
扇根	—	—	—	—	—	13.4	<1.0	—	—	—
扇中	主水道	37.6	40.3	0.293	1.79	16.1	77.9	10.06	0.154	0.024
	分支水道	53.9	47.2	0.132	2.88	18.5	49.6	1.93	0.333	0.204
	前缘	5.7	12.5	0.101	3.09	15.3	5.7	—	—	—
	水道侧翼	—	—	0.116	2.60	14.8	7.3	1.09	0.135	0.303
扇端	—	—	—	0.063	3.56	11.7	5.1	0.17	1.108	0.804

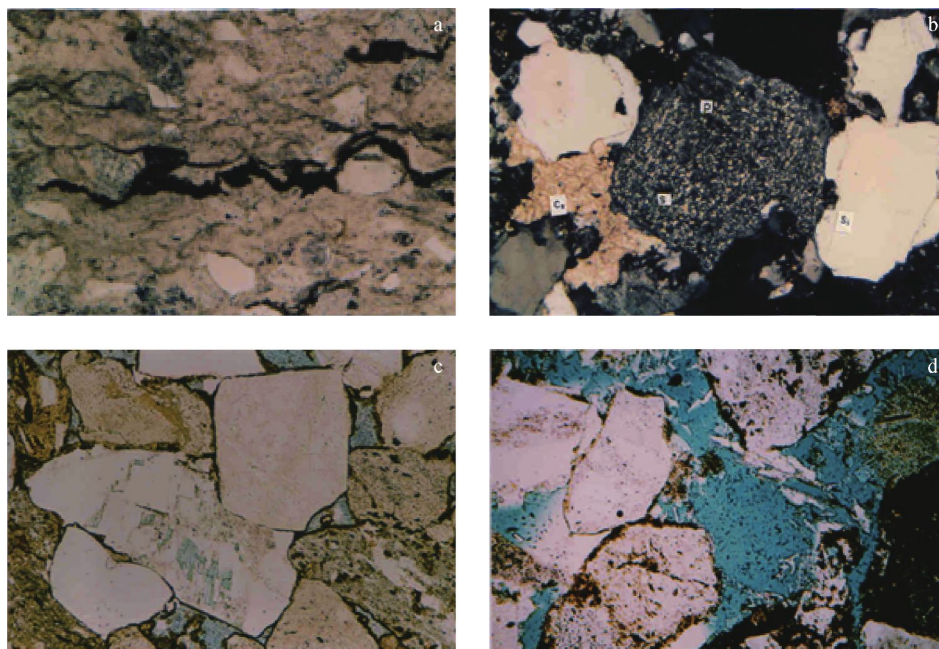


图2 阿南砂岩油藏主要成岩后生作用与孔隙类型

Fig. 2 Main epidiagenesis and pore types of A'nan sandstone reservoir

a. 压实作用,阿3井,1 519.68 m,凝灰质砂岩,正交光;b. 石英、长石次生加大,阿11井,1 596.53 m,凝灰质砂岩,正交光;c. 颗粒压实,粒间孔、长石晶内溶孔,阿403井,1 564.59 m,单偏光;d. 粒间溶孔、铸模孔,面孔率25%,阿3井,1 409.00 m,凝灰岩砂岩,正交光

岩沉积,沉积了一套有利的生油岩系,伴随着两次成油高峰期形成大量的有机酸,随流体运移至储集岩时,岩屑、长石及碳酸盐胶结物在酸性介质条件下产生溶蚀作用,形成次生孔隙乃至次生孔隙发育带^[7](图2c,d)。

区内压实作用、胶结、交代等后生作用影响明显,在其作用下,原生粒间孔基本消失殆尽,溶解作用形成的次生孔隙成为主要的储渗空间^[8-10]。

1.5 孔隙类型及其组合形式

据岩心观察、扫描电镜及薄片资料综合分析,储集空间以次生溶蚀孔隙为主,包括粒间溶孔、粒内溶孔、长石晶内溶孔、铸膜孔等,原生孔隙及裂缝少见,属次生孔隙型储集类型。粒间溶孔是主要的孔隙类型,形态不规则,孔径较大,一般为20~50 μm,连通性较好,含油性好,是主要的储渗孔隙;粒间溶孔发育者,溶孔面孔率达5.0%~21.6%,渗透率达 $110 \times 10^{-3} \sim 1\,099 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。粒间溶孔连通性及含油性相对较好,是主要的储集空间;粒内溶孔及铸膜孔多作为次要的储集空间,但渗流条件一般较差。

1.6 孔隙结构特征

利用压汞分析资料,选择了 R_z (主要流动喉道半径均值,代表喉道粗细)、 α (喉道均质系数,表征孔喉分选的参数)和 F (结构系数,代表喉道弯曲程度)等能综合代表孔隙结构特征的部分参数,辅以其他必要的参数进行综合评价,并与二连地区其他已开发油田类比,认为具有以下特征。

1) 孔喉尺寸中等偏小,以微喉为主

阿403井、阿芯11-137井油层主要流动喉道半径均值 R_z 平均为3.82~3.27 μm,低于二连地区已开发的任一常规低渗透砂岩油藏的 R_z 值(表2)。

2) 汞饱和度值较低,最小未饱和孔隙体积百分比高

15 MPa压力下汞饱和度 S_{Hg} 仅为69.0%~72.3%,小于0.1 μm的孔隙体积占到38.7%~36.7%,最小未饱和孔隙体积百分比(S_{min} 值)达29.03%~39.16%。可见储层以小孔喉为主,无效孔隙百分比高,储层束缚水饱和度高。

3) 孔喉均质程度差,喉道分选差,退汞效率低均质系数 α 低(0.24),均质程度较差。喉道

表 2 二连盆地砂岩油藏孔隙结构对比

Table 2 Pore structure comparison in the Erlian Basin

油藏	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	主要流动喉道 半径/ μm	结构系数 F	喉道均质系数 α	储渗能力 $M_z \times R_z /$ ($\% \cdot \mu\text{m}$)	综合评价 参数 B_z
阿 403 井	82.9	3.82	0.40	0.24	71.0	20.7
阿 芯 11 - 137 井	72.9	3.27	0.21	0.24	51.8	15.9
哈南砂岩油藏	51.2	5.40	0.23	0.19 ~ 0.36	61.0	190.6
夫特砂岩油藏	81.6	7.30	0.79	0.17 ~ 0.30	75.0	
吉格森砂岩油藏	159.2	6.70	0.14	0.19 ~ 0.25	41.5	26.7

分选系数(SP) 在渗透率 $K \geq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,均大于 2,喉道分选差。这一特征导致退汞效率较低,仅为 21.42% ~ 28.11%。

4) 储渗能力较弱,难流动渗滤空间百分比高

主要储集空间百分比 $V_{0.5}$ ($\geq 0.5 \mu\text{m}$ 的喉道半径控制的孔隙体积百分比) 低,平均为 31% ~ 38%;而主要参与渗流的孔隙空间百分比 V_z 仅为 34% ~ 43%,难渗滤空间百分比高。

5) 同国内其他油田相比,孔喉弯曲程度小

反映喉道弯曲程度的结构系数 F 一般在 0.1 ~ 1,比国内其他油田(一般 1 ~ 39) 低,表明本区孔喉系统较平直。

综上所述,该油藏储集岩的孔隙结构总体较差,主要表现为喉道细小(R_z 为 3.82 ~ 3.27 μm),喉道均质性较差(α 均为 0.24),但较平直(F 为 0.40 ~ 0.21)。

2 开发中后期储层特征与驱替特征

阿 403 井为开发前油基泥浆取心井,阿 芯 11 - 137 井为注水开发中期系统密闭取心井,两口井取出了所有对应含油层段的样品,岩样室内分析条件相同;两井相距仅 170 m,岩心及薄片观察,两井各小层岩性特征基本一致,电测曲线对比显示韵律及电性特征类似,各小层连通关系良好,平面变化较小,原始地质特征基本相同。两者对应分析,一定程度上可阐述注水开发对储层特征的影响。

2.1 微观孔隙结构

两口系统取心井共 181 块压汞样品,经反映储层孔隙结构特征的各种参数的系统对比分析认为,阿 芯 11 - 137 井相对阿 403 井,孔隙结构主要发生了以下变化。

1) 无效孔隙百分比增大

阿 403 井 $S_{\min}$ 一般在 10% ~ 30%,阿 芯 11 - 137 井则在 10% ~ 50%。

2) 偏态负偏,喉道变细

阿 403 井储层偏态值一般显示为正偏,而阿 芯 11 - 137 井明显向负偏方向偏移,反映喉道变细。由喉道半径平均值 R_m 分析,阿 403 井的 R_m 值一般大于 0.5 μm ,平均为 0.66 μm ;而阿 芯 11 - 137 井的 R_m 值明显变小,一般小于 0.5 μm ,平均为 0.25 μm 。

3) 主要流动孔隙体积百分比 V_z 降低,所具有的主要流动孔隙体积 M_z 降低

阿 403 井储层 V_z 值在 40% ~ 60%,阿 芯 11 - 137 井 V_z 值在 20% ~ 40%, M_z 也由阿 403 井的平均 8.6% 下降到阿 芯 11 - 137 井的 6.7%,反映能被喉道连通的孔隙体积降低;而退汞效率(W_e) 由 28.11% 下降到 21.42%。

阿 芯 11 - 137 井 X - 衍射分析粘土矿物总量平均为 8.1%,种类有绿泥石、伊利石及伊/蒙混层,以水敏性强的伊/蒙混层为主,平均相对含量为 47.2%,绿泥石和伊利石平均相对含量为 28.4% 和 24.5%,导致油藏水敏性较强,平均水敏指数为 0.544,属中等偏强水敏,并具有一定的速敏性^[11-12]。分析认为,长期高强度注水开发导致粘土矿物的膨胀作用强烈,阿 芯 11 - 137 井储层喉道属细喉,主要流动喉道半径均值 R_z 仅 3.27 μm ,接近冀中地区微细喉高膨胀组分类型,认为 4 μm 以下的喉道大部分被堵死,4 μm 以上的喉道的堵塞也十分严重。加上粒间充填物中剥离的颗粒的分散、运移作用对喉道的堵塞,注入水所含杂基对储层的污染堵塞,进一步降低了储层的储渗能力^[13]。

2.2 驱替压力

为反映油层注水开发后孔隙结构变化对水驱

油的影响,设计了一组两口井样品在不同进汞量时,渗透率与进汞压力关系图(图3)。可以看到,对于主力层,进汞量小于30%时(图3a),阿芯11-137井与阿403井进汞压力相近;大于此界限,阿芯11-137井样品欲提高进汞量(驱油效率),所需进汞压力急剧上升。欲使阿芯11-137井 K 大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品达到60%的驱替效率,所需压力与使 K 为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品达到同样驱替效率所需驱替压力相近,约为30 MPa;而阿403井不同渗透率样品的驱替压力与渗透率呈典型的负相关。

分析认为,由于注入水敏感性等因素影响,高渗层部分喉道被堵塞,使部分原始状况可以参与流动的喉道及其所控制的孔隙体积渗流能力降低甚至消失;欲增加进汞量,需进入受堵塞的细小喉道中,所需驱替压力大幅上升。

2.3 残余油饱和度及最终驱油效率

由阿403井和阿芯11-137井主要生产层系 A_1 油组油层润湿性、相渗样品对比分析,吸水指数与吸油指数的差值由0.5118上升至0.8759,残余油饱和度由23.25%上升到30.44%,无水驱油效率从36.24%降低至10.74%,最终驱油效率从62.56%降至48.38%。通过3对核磁共振分析样品对比,阿403井平均可动流体饱和度为68.12%,阿芯11-137井为46.77%,减少了21.35%。

分析认为,注水开发后,由于部分细小喉道被堵塞,注入水无法进入细小喉道,使主要流动喉道所控制的有效孔隙百分比减少,导致最终驱油效率降低^[14-15]。

综上分析,由于注水开发中,水质不达标、注入水引起的储层污染等因素的影响,储层孔隙结构变差,导致储层驱替压力增加,残余油饱和度及最终驱油效率降低。

3 对油田开发的影响

由于火山碎屑储层固有特点,随着油田开发时间延长,孔隙结构变差,地层渗流阻力加大。虽然不断提高注水压力,吸水指数仍持续下降,造成地层憋压现象,目前地层压力已上升到20.5 MPa,达原始地层压力的1.56倍,但油井供液能力仍普遍不足,井底流压仅1.46 MPa,随着含水的大幅上升(目前已达90%),单井产液量整体上升幅度不到20%,形成目前较大生产压差情况下,采液指数没有明显上升的现象。

3.1 地层憋压现象明显,对注水系统、套管造成较大影响

由于为孔隙结构较差的低渗透储层,油田采用了反七点法三角形面积注水井网。虽然采取了低渗透改造、提高注采比、加密井网等多种强化注

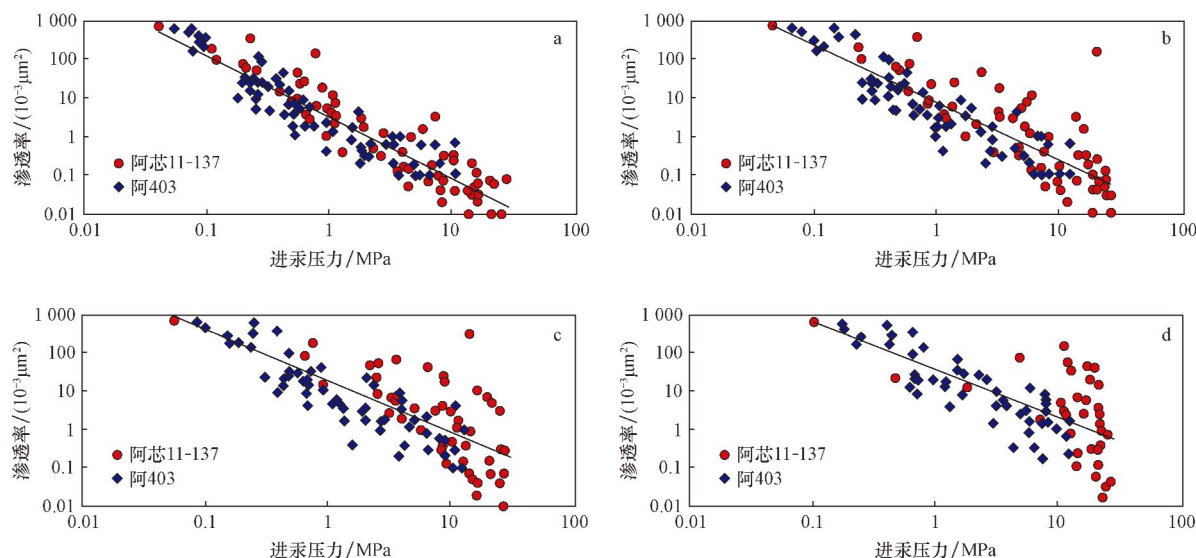


图3 阿403井和阿芯11-137井渗透率与进汞压力关系

Fig. 3 Relation between permeability and capillary pressure for Well A403 and AX11-137

a. 进汞压力为30 MPa; b. 进汞压力为40 MPa; c. 进汞压力为50 MPa; d. 进汞压力为60 MPa

水做法,但由于孔隙结构逐步变差,地层渗流能力下降,造成地层憋压现象明显,在注水过程中表现出注水见效慢、见效状况差、见效方向单一等不利于水驱开发状况的特点。

从油田历年动态监测的压力结果来看,地层由初始时压力系数为 0.95 ~ 1.03 的正常压力系统,逐年上升到 1.41 ~ 1.65 的异常压力系统(图 4),对后期开发工作造成了多方面影响。一是平均注水干压、平均注水油压持续上升,分别由开发初期的 11.5 MPa 和 9.5 MPa 上升到“十一五”末期的 20.5 MPa 和 17.5 MPa,造成注水管网系统长期处于高负荷运行状态。二是油田的注水逐渐困难,统计“十一五”末期注水压差小于 1.5 MPa 注水井达 42 口,已占总注水开井数的 32.8%;平均单井日注水量由 60.7 m³/d 下降到 29.4 m³/d,视吸水指数由 5.0 m³/(MPa·d) 下降到 1.7 m³/(MPa·d)(图 5)。三是加剧了油、水井套变套损,“十一五”末期油田已发现各类油、水井套变套损井 150 口,占总井数的 35.5%,其中因停产、停注造成日产液下降了 446 t,日产油下降了 89 t,井网无法控制地质储量达 213 × 10⁴ t,占油田总地质储量的 9.8%。从油、水井的套变套损分布情况来看,与形成的地层憋压区基本对应。

3.2 储层深部堵塞,有效渗透率下降,油井供液能力普遍不足

从开发后期历年加密井监测的 DST 资料分析,有效渗透率由试采评价时期的 108.4 × 10⁻³ μm² 下降到了“十一五”初期的 2.33 × 10⁻³ μm²(图 6)。除了高压注水微细裂缝开启等原因形成注入水快速窜进通道井区,部分油井高产液、高含水外,大部分油井均表现为供液能力不足的特点,在油田综合含水上升到特高含水期后,平均单井日产液量仅由 8.6 t/d 上升到 13.1 t/d,造成平均单井日产油快速下降,无法通过提液实现稳产(图 7)。根据阿 403 井岩性所做的产液指数规律显示,当油井含水大于 80% 后,产液将出现大幅回升,但由于储层伤害,从油田实际情况来看,在生产压差由开发初期的 9.88 MPa 上升到目前的 19.00 MPa 后,产液指数没有出现明显的上升幅度,严重偏离了地层驱替规律,也为后期开发带来了较大的难度。

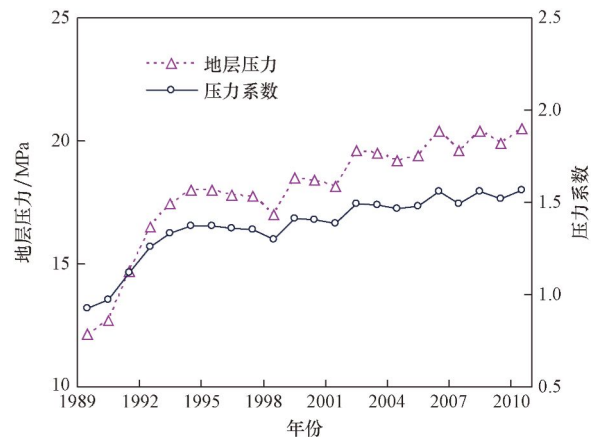


图4 阿南油田历年地层压力变化

Fig. 4 Formation pressure variation in the last few years in A'nan oilfield

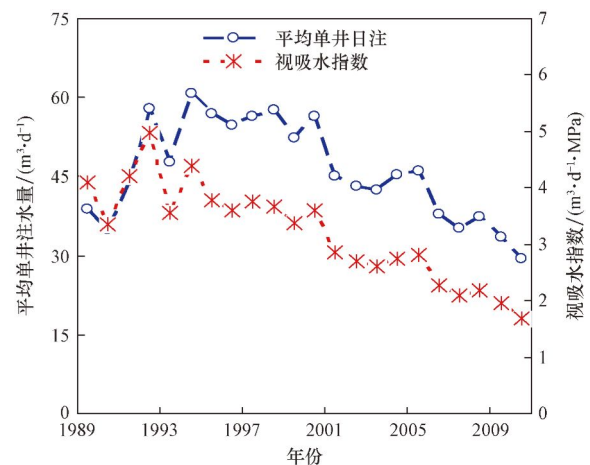


图5 阿南油田历年平均单井日注及视吸水指数

Fig. 5 Average single well injection volume and apparent injectivity index in the last few years in A'nan oilfield

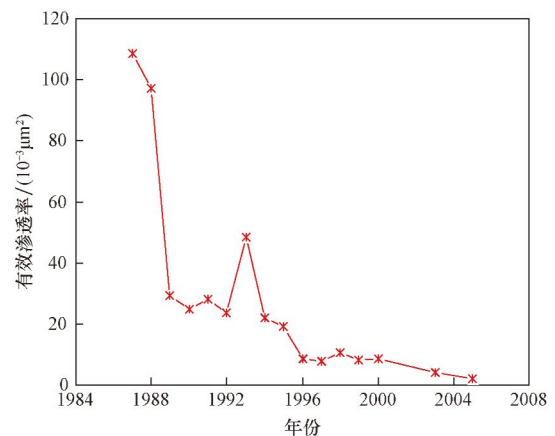


图6 阿南油田历年加密井有效渗透率情况

Fig. 6 Effective permeability of the in-fill wells in the last few years in A'nan oilfield

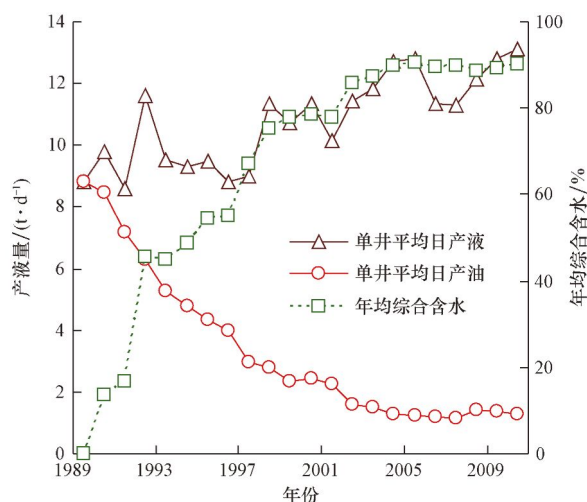


图7 阿南油田历年单井平均产量与含水变化情况

Fig. 7 Variations of average oil output and water cut of single well in the last few years in A'nan oilfield

3.3 加大了后期开发难度,水驱采收率提高幅度小

针对注采困难、改善水驱开发效果及油田减缓递减的实际需要,“十五”以后,立足优化注采井网、细分注水单元、强化提液稳产、扩大水驱波及体积等目的,油田在实际开发过程中,投入了大量工作。主要有加密、更新钻井,不同层系间井的相互补孔返层,细分注水,油井大砂量压裂改造,油井换泵深抽,油水井酸化解堵,水井调剖、深部调驱等。统计“十五”到“十一五”期间,阿南油田共投入油水井措施工作量 722 井次,平均每年投入各类工作量 72.2 井次,占到平均开井数的 21.2%。虽然将自然递减保持在 10% 左右,综合递减保持在 6% 左右,但水驱开发效果未得到根本性改变。油田整体水驱采收率提高幅度较小,从油田含水与采出程度关系曲线(童氏图版)、水驱特征曲线前后计算结果来看,水驱采收率由 25.9% 提高到 29.7%,仅提高了 3.8 个百分点。

3.4 开发后期改善水驱状况的措施效果分析

分析上述后期开发中投入的大量治理工作,其中围绕火山碎屑储层进行针对性治理的工作,均取得了一定的成效;而针对性差的治理工作,则成效不明显或者有效期较短。比较好的治理措施有:

一是层系井网优化调整治理工作效果较好阿 31 断块因储层污染堵塞,形成的低产液或套变井区,依据剩余油监测结果,开展层系间井网优化调

整工作。通过不同层系间的高含水井、无效注水井,相互补孔返层,套变井更新,剩余油较多区域加密钻井,同时针对储层深部堵塞,启动压力梯度增加的情况,将压裂改造重点向延长裂缝长度转变,间接起到缩短井距的目的,整体改善了断块的开发效果,提高水驱采收率 7.87%。

二是单层段凝胶驱替比多层段效果好阿 10 断块正韵律沉积、物性较好的主力厚油层,在长期注水冲刷后形成了大孔道,油井高产液、高含水,通过卡封其它低渗透层后,进行了单层段凝胶深度驱替,综合含水最高下降了 9.4%,提高水驱采收率 6.7%。与阿 10 断块主力厚油层类似的阿 36 断块,由于采取凝胶多层段笼统注入,效果较差,同时其它层后期注水更加困难。

三是只针对近井地带污染堵塞的酸化解堵,增产幅度有限,措施有效率在 60% 以下,有效期一般不超过 7 个月。

四是与主力层相对的低渗透层,由于更易遭受水敏伤害,后期细分注水工作成效有限,在分注加强接替层注水后,接替层的启动压力一般比主力层高 3 ~ 5 MPa,现场操作难度大,长期有效率

4 结论与启示

1) 阿南油田储集岩以火山岩碎屑含量高为基本特征,属火山碎屑沉积岩,形成特征的火山碎屑岩油藏;该区凝灰质岩屑含量及凝灰泥质含量高,是导致本区物性较差、水敏性强的根本原因。

2) 储集岩石抗压实等能力弱,成岩后生作用强烈,加之属快速堆积的水下扇沉积砂体,使油层以中孔低渗为其物性特征。该油藏储集岩的孔隙结构总体较差,表现在喉道细小、最小未饱和孔隙体积百分比较大、退汞效率低、喉道分选差、储渗能力较弱。

3) 注水开发后,储层受客观因素(储层水敏性、速敏性强)和主观因素(注入水杂基对喉道的堵塞)的影响,储渗条件及孔隙结构变差,地层渗流阻力加大,后期开发时,虽然投入大量工作,仍不能大幅度提高水驱采收率,凸显早期储层防治工作的重要性。

4) 阿南油田特殊的储层条件是导致目前整体开发效果一般的主因。该类油田应从开发早期

即采用相适应的注水开发政策,如控制注入水水质,保持合理的注水强度,适时开展分层压裂合层开采、大规模压裂等措施,才能有效提高开发水平。

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,1996:80-83.
Zhao Chenglin, Zhu Yuheng, Ji Hancheng, et al. Reservoir sedimentology in Erlian Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 80-83.
- [2] 董林森,刘立,朱德丰,等.海拉尔盆地贝尔凹陷火山碎屑岩自生碳酸盐矿物分布及对储层物性的影响[J].地球科学与环境学报,2011,33(3):52-56.
Dong Linsen, Liu Li, Zhu Defeng, et al. Distribution and impact on reservoir properties of authigenic carbonate minerals in pyroclastic rocks of beier depression, Hailaer Basin [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2011, 33(3): 52-56.
- [3] 吴颜雄,王璞珺,边伟华,等.松辽盆地深层火山岩储集性能[J].石油与天然气地质,2012,33(2):236-247.
Wu Yanxiong, Wang Pujun, Bian Weihua, et al. Poroperm characteristics of deep volcanic reservoirs in Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 236-247.
- [4] 刘祥,郎建军,杨清福.火山碎屑沉积物是油气的重要储层[J].石油与天然气地质,2011,32(2):859-866.
Liu Xiang, Lang Jianjun, Yang Qingfu. Pyroclastic deposits: an important reservoir for hydrocarbon accumulation [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 859-866.
- [5] 孙永传.水下冲积扇——一个找油的新领域[J].石油实验地质,1980,2(3):32-41.
Sun Yongchuan. Subaqueous alluvial-fan—a new domain of searching for oil [J]. Petroleum Geology & Experiment, 1980, 2(3): 32-41.
- [6] 田景春,付东均.近岸水下扇砂砾岩体的储集性研究[J].成都理工大学学报,2001,28(4):366-370.
Tian Jingchun, Fu Dongjun. A research on the reservoir property of the sand-conglomerate in the nearshore submerged fan [J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2001, 28(4): 366-370.
- [7] 曲希玉,刘立,蒙启安.大气水对火山碎屑岩改造作用的研究[J].石油实验地质,2012,34(3):286-290.
Qu Xiyu, Liu Li, Meng Qi'an. Reformation effect of atmospheric water on volcanic clastic rocks: a case study in Tamtsag Basin, Mongolia [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(3): 285-290.
- [8] 罗文军,彭军,杜敬安,等.川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化[J].石油与天然气地质,2012,33(2):287-295.
Luo Wenjun, Peng Jun, Du Jing'an, et al. Diagenesis and porosity evolution of tight sand reservoirs in the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression: an example from Dayi region [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 287-295.
- [9] 曾小英,张娟,刘远洋,等.沉积期火山作用对川西坳陷须家河组优质储层的意义[J].石油与天然气地质,2012,33(1):50-60.
Zeng Xiaoying, Zhang Juan, Liu Yuanyang, et al. Significance of syndepositional volcanism to high quality reservoirs in the Xujiahe Formation, the western Sichuan Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 50-60.
- [10] 罗晓容,张刘平,杨华,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长81段低渗油藏成藏过程[J].石油与天然气地质,2010,31(6):770-778,837.
Luo Xiaorong, Zhang Liuping, Yang Hua, et al. Oil accumulation process in the low-perm eability Chang-81 member of Longdong area, the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 770-778, 837.
- [11] 宫清顺,寿建峰,姜忠朋,等.准噶尔盆地乌尔禾油田三叠系百口泉组储层敏感性评价[J].石油与天然气地质,2012,33(2):307-313.
Gong Qingshun, Shou Jianfeng, Jiang Zhongpeng, et al. Reservoir sensitivity evaluation of the Triassic Baikouquan Formation in Wuerhe oilfield, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 307-313.
- [12] 章雄冬,朱玉双,曹海虹,等.苏北盆地草舍油田泰州组储层水敏伤害及其对注水开发的影响[J].石油与天然气地质,2010,31(4):504-510.
Zhang Xiongdong, Zhu Yushuang, Cao Haihong, et al. Water-sensitive damage and its impacts on the waterflood development of the Taizhou Formation reservoirs in Caoshe oilfield, the Subei Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(4): 504-510.
- [13] 廖纪佳,唐洪明,朱筱敏,等.特低渗透砂岩油藏储层水敏实验及损害机理研究[J].石油与天然气地质,2012,33(2):321-328.
Liao Jijia, Tang Hongming, Zhu Xiaomin, et al. Water sensitivity experiment and damage mechanism of sandstone reservoirs with ultra-low permeability: a case study of the eighth oil layer in the Yanchang Formation of Xifeng oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 321-328.
- [14] 陈志海.特低渗油藏储层微观孔喉分布特征与可动油评价[J].石油实验地质,2011,33(6):657-661.
Chen Zhihai. Distribution feature of micro-pore and throat and evaluation of movable oil in extra-low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(6): 657-661.
- [15] 全洪慧,朱玉双,张洪军,等.储层孔隙结构与水驱油微观渗流特征[J].石油与天然气地质,2011,32(6):952-960.
Quan Honghui, Zhu Yushuang, Zhang Hongjun, et al. Reservoir pore structure and micro-flow characteristics of waterflooding: a case study from Chang-6 reservoir of Wangyao block in Ansai oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(6): 952-960.

(编辑 张亚雄)