

第一章 区域地质简况

二连盆地位于内蒙古自治区境内，东起大兴安岭西麓，西至乌拉特中后联合旗一带，南界阴山北麓，北至中蒙边界。大地坐标为：东经 $107^{\circ}30'$ ~ $119^{\circ}10'$ ，北纬 $40^{\circ}40'$ ~ $45^{\circ}45'$ 。盆地东西长 1000km，南北宽约 20~200km。面积约 10^6km^2 。它是一个中、新生代沉积盆地，沉积岩厚约 2000~6000m。

第一节 区域构造

二连盆地的基底属海西褶皱带，主要由古生界变质岩系及岩浆岩组成。基底构造层的起伏形态大致是：北东向的构造带自东向西依次为大兴安岭隆起区、苏尼特隆起及巴音宝力格隆起，其间夹有负向构造带，形成正负相间的构造格局；近东西向构造带自南而北依次有：温都尔庙隆起区、二连至锡林隆起及东乌旗隆起，其间亦夹有近东西向的负向构造带，亦形成正负相间的格局。由于上述近东西向与北东向两种构造体系的复合叠加，构成了二连地区歪斜“田”字的构造格局。笔者研究渤海湾第三纪沉积盆地，也发现有北东向与东西向两组构造体系复合叠加的现象，其中正向与正向构造带的复合叠加，形成高隆起，其上缺失下第三系。负向与负向构造带的叠加，形成继承性的生油深拗陷。本区马尼特、乌尼特、腾格尔及乌兰察布等四个大的拗陷，就是“田”字内的四个网孔，目前本区的含油凹陷多在其中，是负向与负向叠加的结果，属有利的继承性生油深拗陷。因此，笔者认为在腾格尔拗陷内，

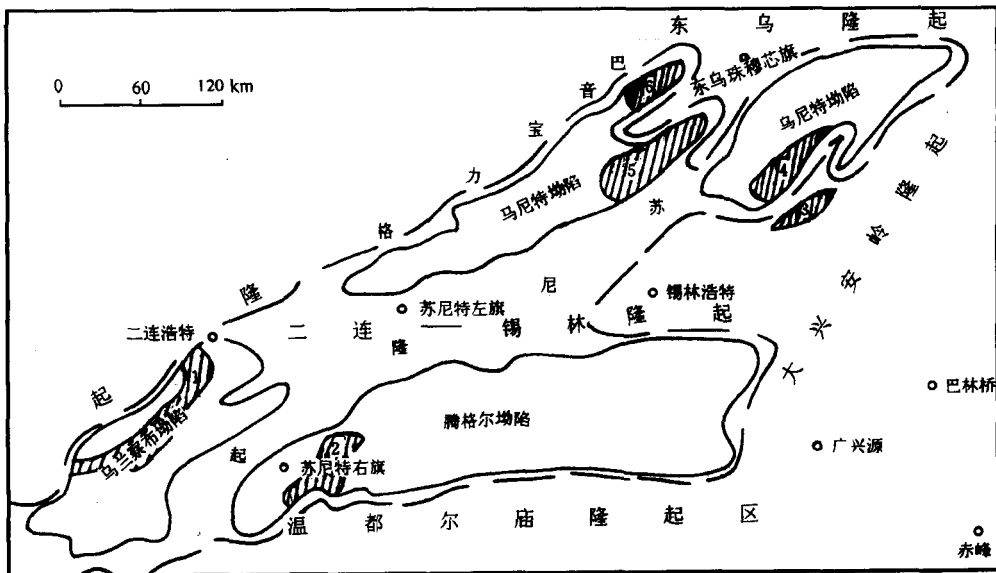


图 1-1 二连盆地地区构造示意图

富油凹陷：1—额仁淖尔凹陷；2—赛汉塔拉凹陷；3—洪浩尔舒特凹陷；
4—吉尔嘎朗图凹陷；5—阿北—阿南凹陷；6—巴音都兰凹陷

可以找到富油凹陷。其余隆起上的凹陷一般不甚发育，多表现为小而浅（图 1-1）。区内中、新生代沉积盆地就是这样隆拗相间复合叠加的背景上形成多凸多凹的构造格局。本区三叠纪未接受沉积，侏罗系局部发育，主要沉积层为下白垩统巴彦花群的河湖相沉积。盆地内主要以巴彦花群划分出五坳一隆，即马尼特、乌兰察布、川井、乌尼特及腾格尔等五个坳陷和苏尼特隆起。进一步又分为 43 个凹陷（图 1-2），加上周边隆起区的凹陷，共计 53 个，各凹陷情况见表 1-1。

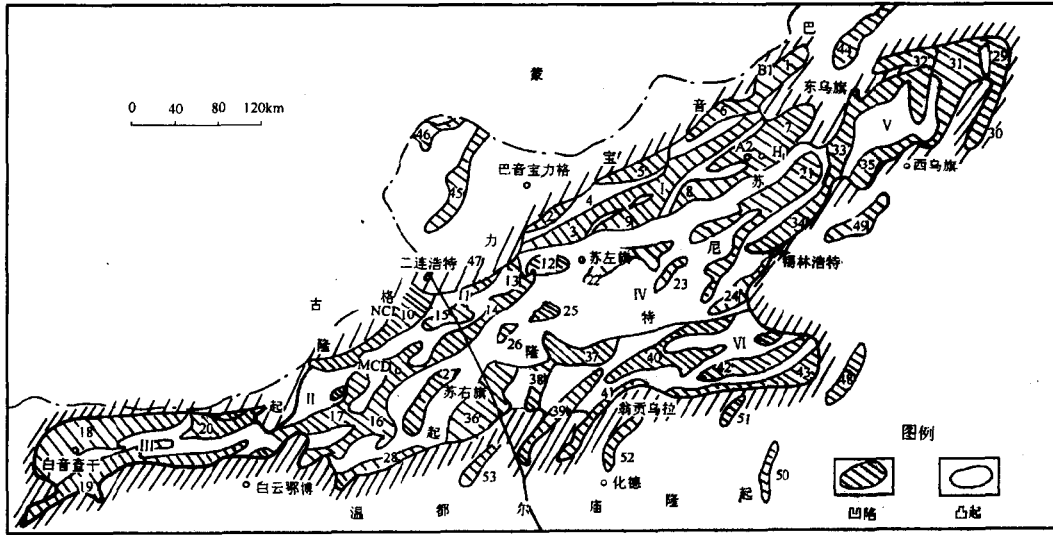


图 1-2 二连盆地构造单元图

表 1-1 二连盆地各凹陷基本情况表

序号	坳陷名称	凹陷名称	面积 km ²	深度 m	勘探程度	
					地震	探井数
1	马尼特坳陷	巴音都兰	1200	2900	精查	11
2		哈 帮	1000	3400	详查	1
3		塔 北	1850	3000	详查	5
4		沙 那	800	3250	详查	1
5		阿拉坦合力	850	>3000	普查	2
6		阿 北	850	3500	精查	27
7		阿 南	2750	4700	精查	84
8		宝格达	825	4300	详查	2
9		塔 南	1000	3000	详查	1
10	乌兰察布坳陷	额仁淖尔	1800	4500	精查	24
11		准宝力格	275	1510	路概	
12		准 棚	600	2900	详查	2
13		吉托勒	350	1570	路概	
14		呼格吉勒图	1700	3500	详查	2
15		格日勒敖都	500	2550	详查	1
16		脑木更	2900	3700	详查	4
17		卫 井	1600	2000~2400	概查	

续表

序 号	拗陷名称	凹陷名称	面积 km ²	深度 m	勘探程度	
					地震	探井数
18	川井拗陷	白音查干	3200	5500	详查	4
19		包 龙	2900		路概	
20		桑根达来	950		普查	
21	苏尼特隆起	朝克乌拉	3550	2100~2200	普查	1
22		赛汉图门	1350	1600~1900	概查	
23		红格尔	400	3000	路概	
24		布郎沙尔	600	3700		
25		阿其图乌拉	350	3500~4100	普查	
26		查干里门诺尔	250	900	路概	
27	乌尼特拗陷	伊和乌苏	1100	3200	普查	1
28		大 庙	950	>1200	路概	
29		迪延庙	650	2130	路概	
30		巴彦花	850			
31		高力罕	2650	3600	详查	1
32		阿拉达布斯	450	2100	概查	
33		包尔果吉	1050	2400~4000	详查	1
34		吉尔嘎朗图	1000	3500	详查	10
35		布日敦	1000	2400	概查	
36		腾格尔拗陷	赛汉塔拉	2300	5000	精查
37	都日木		1300	3500	普查	
38	布图莫吉		700	>3000	详查	1
39	赛汉乌力吉		1060	>3500	详查	
40	额尔登苏木		2450	3400	路概	
41	翁贡乌拉		750	1200	路概	
42	扎格斯台		1470	2100	路概	
43	何日斯太		1600	3200	路概	
44	巴音宝力 格隆起	乌里雅斯太	2500	3500~5000	详查	9
45		呼和乌苏	550			
46		呼仁布其	1050			
47		威拉嘎	250		普查	
48	大兴安岭隆起	伊和乌拉	850		普查	
49		洪浩尔舒特	950			
50	温都尔庙隆起	黑城子	480			
51		宝勒根陶海	300			
52		巴彦塔拉	550			
53		阿布其尔庙	280			

第二节 区域地层

巴彦花群的河湖相沉积，总的表现为充填→水进→衰退，纵向上岩性组合反映为粗—细—粗的沉积旋回，由于剖面纵向上两头粗、中间细的岩性特点，依岩性段及有关古生物的资料，划分为上、中、下三个组，由上而下依次为赛汉塔拉组、腾格尔组及阿尔善组。此外尚有侏罗系及古生界。岩性情况现由新至老简述如下：

1) 第四系(Q)：厚约0~75m。上部为灰黄色细粉砂岩及粘土，普遍含火山岩砾和石英岩砾；下部为浅灰色、棕黄色砂砾堆积，局部夹玄武岩。

层位				厚度 m	自然电位	岩性 剖面	电 阻	岩性简述	油 气 层	代 表 井
统	组	段	油组							
第四系				10 27				黄灰色及灰色砂、砾石		阿
下 白 垩 统	赛塔拉组	二	T _I	329 472				灰—深灰色泥岩, 底部为砂砾岩夹泥岩		402
				212 950				灰—深灰色泥岩, 中部夹少量砂岩及粉砂岩		井
		一	T _{II}	0 400				褐灰色细砂岩与深灰色泥岩不等厚互层	▲	哈5井
	阿善组	四	A _I	0 255				褐灰色粉砂岩与灰色泥岩互层	▲	哈76井
				0 280				褐灰色砂砾岩、细砂岩、泥岩互层	▲	井
		三	A _{II}	0 106				褐灰色砂岩、粉砂岩与深灰色泥岩不等厚互层	▲	阿3井
				278 317				褐灰色砂岩、砾状砂岩与深灰色泥岩不等厚互层	▲	井
	二		106 278				褐灰色安山岩	▲	阿2井	
	一		0 317				灰色—杂色凝灰质砾岩、砂砾岩夹同色泥岩	▲	阿3井	
							灰色—杂色凝灰质砾岩、砂砾岩与砂岩、粉砂岩不等厚互层	▲	哈31井	
侏罗系 (J)				0 480				上部褐灰色砾岩、砂砾岩与泥岩互层; 下部凝灰质砂岩、凝灰质角砾岩	▲	欣10井
古生界 (Pz)				未穿				杂色—绿灰色中性—基性沉凝灰岩	▲	哈1井

图 1-3 二连盆地地层划分示意图

2) 第三系 (R): 盆地西部和南部较为发育, 最厚可达 500m 左右。东部地区多缺失本套地层, 局部凹陷有所沉积, 厚度都小于 100m。主要为一套棕红色泥岩与灰白色、杂色砂、砾岩互层。

3) 白垩系 (K): 主要发育下白垩统 (K₁), 命名为巴彦花群 (K_{1b}), 为一套河流相、湖相为主的碎屑岩沉积, 沉积厚度大 (最厚达 3500m 左右), 分布面积广, 是当前的重点找油层系。从上至下又可划分为三个组:

(1) 赛汉塔拉组 (K_1bs): 为一套灰绿色、灰色、灰白色泥岩、砂砾岩互层, 夹数层褐煤。

(2) 腾格尔组 (K_1bt): 为一套灰色、深灰色泥岩夹砂岩的细粒沉积层; 可进一步分为上、下两段, 分别以 K_1bt^1 、 K_1bt^2 表示, 下段中夹有白云质泥岩层。

(3) 阿尔善组 (K_1ba): 为一套灰绿色、棕红色、杂色砂砾岩, 夹灰绿、灰色泥岩, 局部夹有碳酸盐岩; 由老到新划分为四个岩性段, 分别以 K_1ba^1 、 K_1ba^2 、 K_1ba^3 、 K_1ba^4 表示。

4) 侏罗系 (J): 分布局限于盆地边缘和个别凹陷中。上统为一套酸性火山碎屑岩和流纹岩; 中、下统为灰黄色砂砾岩, 灰色、深灰色泥岩夹煤系地层。

5) 古生界 (Pz): 是二连盆地的基底岩层。主要为一套浅变质的绿片岩, 碳酸盐岩及中、基性火山碎屑岩。这套地层中见有大量海西期的酸性侵入岩体和少量超基性橄榄岩侵入体。

地层系统表反映, 产油层位自上而下依次有: 腾二段、腾一段、阿四段、阿三段, 此外尚有古生界凝灰岩油层。其中, 在区域上前三段是主要的含油层系, 见二连盆地巴彦花群地层综合剖面图 (图 1-3)。

腾二段中的砂岩集中段, 首次在哈 2 井获得工业油流, 俗称为哈 2 油层组, 又称腾一油组 (T_I)。

腾一段中的砂岩集中段, 首先在赛 4 井中获得工业油流, 俗称为赛 4 油层组, 又称腾二、腾三油组 (T_{II} 、 T_{III})。

阿四段砂岩发育 首次在阿 3 井获得工业油流 俗称为阿 3 油层组, 又称阿一油组 (A_I)。

阿三段含油层称为阿二油组 (A_{II})。

第三节 储集层的特点

本区钻探 29 个凹陷, 已证实 19 个凹陷有较好的生油条件。目前已在阿南、赛汉塔拉、额仁淖尔、吉尔嘎朗图、阿北、巴音都兰、乌里雅斯太、洪浩尔舒特、呼仁布其等 9 个凹陷获得工业油流, 共发现了共 20 个油藏 (表 1-2), 总的表现如下。

一、含油层位分布广

二连盆地含油层位主要有腾格尔组、阿尔善组及古生界, 从上到下各层位均有分布。据已有 29 个层位油层, 分层位统计: 腾二段 4 个、腾一段 11 个、阿四段 5 个、阿三段 7 个、古生界 2 个, 其中以腾一段为最多, 占总数的 37.9%。古生界最少, 仅占总数的 6.9%。

二、发育多种类型的储集岩

区内油藏所见的主要储集岩有: 砂岩、砾岩、安山岩、凝灰岩及变质岩。统计 20 个油藏, 其中砂岩油藏 13 个, 占 65.0% 砾岩油藏 4 个, 占 20.0%; 安山岩、凝灰岩及变质岩油藏各 1 个, 各占 5.0%。以砂岩及砾岩作为储油岩类, 是占绝对优势。

三、多物源近物源的碎屑岩储集层

本区多凸多凹, 凸凹相间, 盆岭分割, 物源来自隆起, 局部物源来自凸起, 形成多物源近物源, 沉积物入湖流程短。颗粒分选差, 岩石结构成熟度低。岩屑含量高达 50%, 长石含量达 5%~30%, 岩石成分成熟度也低。凹陷多是小湖盆, 从边缘向中心, 发育有冲积扇、水下扇、滨浅湖至较深湖, 从而构成多相带、窄相带、岩性岩相变化快的特点。

表 1-2 二连盆地油藏纵向分布示意图

凹陷名称	油田名称	油藏类型	层位							
			K ₁ bs	K ₁ bt		K ₁ ba				Pz
				K ₁ bt ²	K ₁ bt ¹	K ₁ ba ⁴	K ₁ ba ³	K ₁ ba ²	K ₁ ba ¹	
阿南	阿南	砂岩			△	△	△			
	哈南	砂岩			△	△	△			
	哈南	凝灰岩								△
	阿北	安山岩					△			
	蒙古林	砂岩			△					
	蒙古林	砾岩					△			
	夫特	砂岩			△					
	夫特	砾岩					△			
	吉和	砾岩					△			
赛汉塔拉	赛四	砂岩			△					
	扎布	砂岩		△						
额仁淖尔	吉格森	砂岩			△	△				
	包尔	砂岩			△	△	△			
	包尔	花岗岩								△
吉尔嘎朗图	宝饶	砂岩		△						
	锡林	砂岩		△						
阿北	欣苏木	砂岩			△					
乌里雅斯太		砂岩			△					
巴音都兰		砂岩		△						
洪浩尔舒特	乌兰诺尔	砂砾岩			△	△				
总计				4	11	5	7			2

四、低渗透性储集层为主

区内以碎屑岩储集层为主，由于岩石成分成熟度低，结构成熟度也低，因此决定它的储油物性也差。

目前本区储集层物性在纵向剖面上大致分为两段：即赛汉塔拉组至腾二段属高孔高渗储集层；腾一段及阿尔善组已发现的油气藏，除蒙古林砂岩和砾岩储集层渗透率在 $98 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上外，其余油藏渗透率多在 $98 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下，属低渗透储集层。

五、火山岩及砾岩储集层含油饱和度低

据阿 100 井安山岩油基钻井液取心测定含油饱和度，其平均值为 12.5%；砾岩含油饱和度据阿 11-7 井油基钻井液取心测定，平均含油饱和度为 25.6%；而阿 403 井砂岩含油饱和度测定平均值为 50%，因此认为本区特殊岩类含油饱和度低也是一个突出的特点。

本书试图从碎屑岩储集层及特殊岩类储集层，论述二连盆地低渗透储集层特征。

第二章 砂岩储集层的纵向分布

二连盆地储集岩非常丰富,既有砂岩、砾岩,又有安山岩、凝灰岩及变质的花岗碎裂岩。其中以砂岩油田为主,如阿南、哈南、扎拉格、吉格森、包尔、赛 4、扎布、宝饶、宝饶西及乌兰诺尔等油田。

第一节 阿尔善组储集层

阿尔善组储集岩,主要有砾岩及砂岩两大类。其中砾岩主要为灰绿色中一细砾岩。砾石成分主要是深绿色中基性喷发岩及凝灰岩,含长石及石英,偶见变质岩及沉积岩砾石。砾径最小为 0.2~0.5cm,一般为 1~1.5cm,最大为 3.5~7cm(哈 13-217 井,2 $\frac{15}{12}$ 岩心)。磨圆度较差,主要为半棱角状,次为半圆状,也有棱角状。大小混杂,分选极差,基质多为砂泥质,充填砾间孔隙。岩心分析孔隙度为 7.7%~12.5% 渗透率为 $0.065 \times 10^{-3} \sim 0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (哈 13-217)。砾岩多分布于本组的中部及下部。

砂岩:主要为灰色中粗粒砂岩、细砂岩及粉砂岩,岩石成分以酸性、中基性喷出岩及凝灰岩碎屑为主,其次为长石及石英碎屑,沉积岩碎屑含量很少,约占 2%~5%。偶见变质岩碎屑,约占 1%。均为长石砂岩、岩屑砂岩及凝灰质砂岩等混合型砂岩。砂岩储集层特点以哈南油田阿尔善组储集层为例。

一、岩石学特征

1) 岩石成分构成比较特殊,凝灰岩碎屑含量最高,次为酸、中基性喷出岩碎屑,再次为长石,石英含量最低。其中凝灰岩碎屑含量平均为 27.4%~29.6%,酸、中基性喷出岩碎屑含量为 24.2%~27.1%,长石含量为 21.9%~24.9% 石英含量为 17.3%~21.1%。

本组岩石成分成熟度低,见表 2-1,主要是多物源、近物源、搬运距离短以及频繁的火山活动综合作用的结果。

表 2-1 哈南油田纵向储集层岩石成分统计表

油组	井号	石英含量,%			长石含量,%			酸中基性喷发岩石,%			凝灰岩屑,%		
		最低	最高	平均	最低	最高	平均	最低	最高	平均	最低	最高	平均
A ₁ ⁺	哈 4-6	13.7	23	17.3	16.4	27.1	22.2	23.1	37.8	27.1	25	34.3	29.6
	哈 313	14.5	27.5	21.1	14.5	27	21.9	19.3	27.7	24.2	20	38.5	29.3
A ₁ ⁺	哈 4-6	13.5	21.3	18.3	13	32.3	24.9	21	30	24.5	20	37.5	27.4
	哈 13-18			24.5			37.9			19			8.6
A ₁	哈 13-217	10	48	29	13	28	20.5	12	17	14.5	5	49	27.0

2) 储集岩胶结物以凝灰泥质为主,主要是由凝灰岩碎屑泥化而成,普遍存在泥质含量较高,其次为方解石及自生石英,偶见有机泥质、海绿石、绿泥石及铁质硅质等。胶结形式有孔隙式、接触式、基底式及这三种基本形式间的过渡类型,其中以接触式及基底式为主。

颗粒接触关系有点(图版 I-1)、线、镶嵌(图版 I-2、图版 I-3)及悬浮式,以镶嵌及线式较多。胶结物含量普遍较高,一般为 20%~25%。南部哈 4-6 井阿一油组上段为 18.8%~27.8%,平均 23.0%;阿一油组下段为 22%~29.8%,平均 25.1%。北部哈 313 井阿一油组上段 19.7%~29.8%,平均 24.1%;哈 327 井哈一油组下段 14.2%~30%,平均 21.5%见表 2-2。

表 2-2 哈南油田纵向储集层岩石胶结物含量表

油组	井号	胶结物含量, %			凝灰泥岩 %	方解石 %	自生石英 %	钠长石 %
		最低	最高	平均				
A _I ^上	哈 4-6	18.8	27.8	23	9.9	3.9	1.8	0.9
	哈 10	9	11	10.1	6.7			
	哈 24	10	35	22.5	16.5	8.9		
	哈 313	19.7	29.8	24.1	9.7	1.1	1.7	
A _I ^下	哈 4-6	22	29.8	25.1	9.2	2.9		6.6
	哈 24	17	22.7	20.4	10.9	9		
	哈 3-214	23	25	24	11.5	4		
	哈 327	14.2	30	21.5	8.8	13.9		
	哈 13-18			16.7				
A _{II}	哈 13-217	19	21	20				

3) 储集层碳酸盐岩含量普遍较低,根据岩心分析结果统计,大部分储集层碳酸盐含量小于 10% 其中南部哈 10 井阿一油组上段平均为 2.2%;哈 24 井阿一油组上段平均为 8%。阿一油组下段平均为 2.6%;哈 3-214 井阿一油组下段平均为 2.8%。北部哈 327 井阿一油组下段平均为 7.4%,哈 313 井阿一油组上段平均为 1%,阿一油组下段平均为 1.1%;哈 13-217 井阿二油组平均 2.3% (详见表 2-3)。

表 2-3 哈南油田储集层碳酸盐含量统计表

油组	井号	样品数	层数	碳酸盐含量, %		
				最大	最小	平均
A _I ^上	哈 10	42	3	3.6	1.3	2.2
	哈 24	22	5	11	1.8	8
	哈 313	107	12	3.3	0.1	1
A _I ^下	哈 24	20	3	2.8	2.4	2.6
	哈 3-214	4	3	7.2	0.6	2.8
	哈 327	29	4	10.4	4.9	7.4
	哈 313	7	1			1.1
A _{II}	哈 13-217	31	23	11	0	2.3

4) 储集层岩石分选情况较差,砂岩分选系数平均值均大于 2.0。其中南部哈 10 井阿一油组上段最小 2.15,最大 3.12,平均 2.49;哈 24 井阿一油组上段最小 1.81,最大 3.73,平均为 2.85,阿一油组下段最小 2.44,最大 3.09,平均为 2.7。北部哈 313 井阿一油组上段最小 1.83,最大 2.96,平均 2.36,阿一油组下段平均为 3.26;哈 327 井阿一油层下段最

小 2.58 ,最大 6.37 ,平均为 3.62 ,哈 13-18 井阿二油组平均为 2.42 (表 2-4)。依据碎屑岩分选系数评价标准,凡大于 2.0 者,均属于分选差的类型。

表 2-4 哈南油田砂岩分选系数统计表

油组	井号	样品数	层数	分选系数		
				最低	最高	平均
A _I ⁺	哈 10	14	3	2.15	3.12	2.49
	哈 24	22	5	1.81	3.73	2.85
	哈 6-4	28	10	1.73	2.63	2.1
	哈 313	99	12	1.83	2.96	2.36
A _I ⁻	哈 24	20	3	2.44	3.09	2.7
	哈 6-4	24	12	1.9	3.52	2.72
	哈 313	7	1			3.26
	哈 327	32	4	2.58	6.37	3.62
A _{II}	哈 13-18	30	1			2.42

二、孔喉特征

(一) 孔隙类型

孔隙类型主要有三类:

1) 粒间孔: 此类孔隙是碎屑颗粒间的空隙, 主要取决于颗粒的大小、形态、组合关系。粒间常充填有泥质、方解石、自生石英及凝灰泥质。这类孔隙在阿尔善组储集层中占有一定数量, 但不是主要孔隙。

2) 次生溶蚀孔: 包括粒间溶孔、粒(晶)内溶孔(图版 I-4~图版 I-6)、铸模孔(图版 I-7)及基质溶孔, 这类孔隙是哈南油田阿尔善组储集层的主要孔隙类型。这类孔隙主要是岩石成分中有大量酸、中基性喷出岩及凝灰岩碎屑混杂充填于粒间, 在成岩后生作用中被地下水渗滤溶蚀而产生的不规则孔隙(图版 I-8~图版 I-11)。

(1) 粒间溶孔: 这类孔隙比较发育, 是本区主要孔隙类型之一, 形状不规则, 大小不等, 最大孔径可达 240~260 μm , 孔间连通一般。

(2) 铸模孔: 晶体或颗粒被全部溶蚀, 而保持原外形, 称为铸模孔。该类孔隙常呈孤立空间, 连通较差或不连通, 虽是储油空间, 但渗透性不好。

(3) 粒内溶孔: 这类孔隙比较发育, 常是蜂窝状, 主要发育在火山岩碎屑内, 其次为长石晶体内。

(4) 基质溶孔: 这类孔隙主要是碎屑颗粒间大量凝灰质被溶蚀水解所形成的孔隙及沉凝灰岩基质微孔隙, 呈蜂窝状, 连通差, 分布不均。

3) 粒内碎裂隙(图版 I-12): 是由于成岩压实作用及构造应力作用产生的粒内裂隙及矿物的解理缝。这类微裂缝常与粒间孔相连, 呈网络状。但规模小, 分布不均, 一般对孔隙度和渗透率无贡献或很微弱。

(二) 喉道类型

喉道通常是指孔隙之间的狭窄部分, 是孔隙中流体渗滤流动的必经之路, 与储集层渗透性能密切相关。本区储集层喉道类型主要有以下几种:

1) 缩颈喉道: 这类喉道产生于压实程度轻微的情况下, 颗粒之间无胶结物充填, 或充

填较少。

2) 点状喉道：储集层岩石压实程度较低或坚硬颗粒的支撑作用，颗粒之间呈点状接触，喉道仅产生在点接触处，喉道短小，这是较常见的一种类型。

3) 片状喉道：随着压实程度进一步增大，颗粒之间挤压更加紧密，颗粒间的接触多呈线状及镶嵌状。孔隙进一步缩小甚至消失。粒间喉道呈窄、细、长而弯曲状态，渗透率进一步下降，常小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4) 管束状喉道：这类喉道常出现在火山岩屑、长石晶屑之粒内溶孔中，边缘常具锯齿状溶孔。

三、储集层物性

阿尔善组储集层孔隙度全油藏属于中、低孔隙度。其中砂层孔隙度为 14.2% (图 2-1) 油层孔隙度 16.4%。

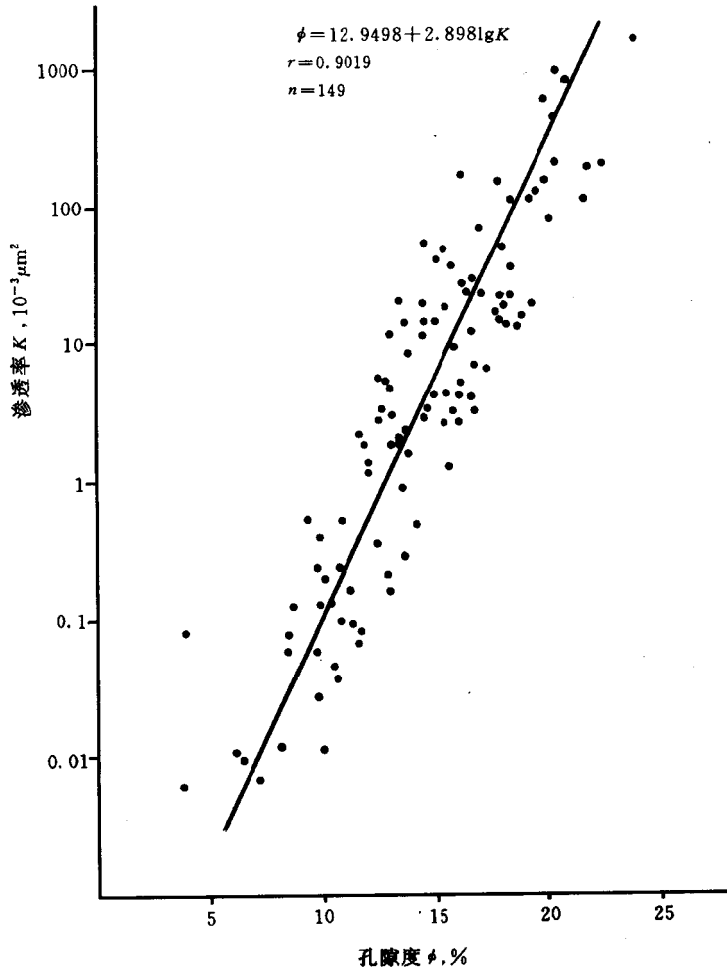


图 2-1 阿尔善组岩心孔隙度—渗透率关系图

阿一油组孔隙度全油藏平均为 17.4%，其中一断块北、二断块北、三断块北及二断块南均为中孔分布区，平均孔隙度为 15%~20%。三断块南及四、五、六断块为低孔低渗区，平均孔隙度为 12.3%~14.4%。该油组上、下段孔隙度差别不大，除二断块南及四断块孔

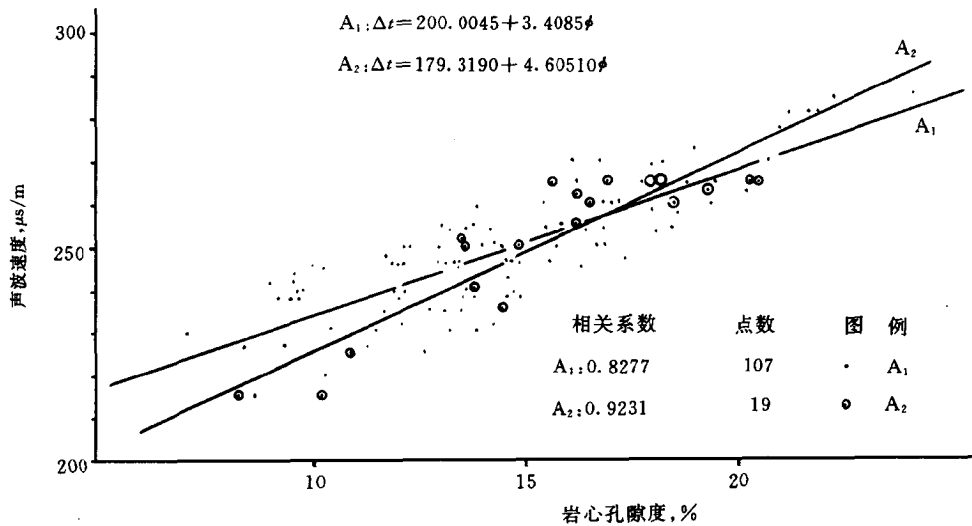


图 2-2 阿尔善组声波速度—岩心孔隙度关系图

隙度下段略高于上段（高出 0.3%~1.5%）外，其余各断块上段略高于下段（高出 0.4%~2%）

阿一油组孔隙度除三断块南外均高于阿二油组。三断块南阿二油组孔隙度平均为 16.4%，阿一油组平均为 13.1%~14.2%。总之，本区阿尔善组砂岩储集层属中—低等孔隙度。

阿尔善组储集层渗透率总平均油层高于砂层，其中油层为 $130 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，砂层为 $81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

其中阿一油组上段油层渗透率平均为 $212 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，砂层平均为 $129 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。阿一油组下段油层平均为 $130 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，砂层平均为 $94 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。阿二油组最低，油层平均为 $42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，砂层平均为 $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

本组储集层属于中—低等级渗透率。

综上所述，阿尔善组砂岩岩心孔隙度与声波速度呈正相关（图 2-2）储集层属于中—低等孔隙度、中—低等级渗透率。

四、孔隙结构

本区毛细管压力资料分析整理后发现，喉道平均直径、有效喉平均直径、喉道分选系数、主要流动喉道半径平均值和大孔隙体积百分数分别与渗透率有良好线性相关关系，而且相关系数都较高，达到 0.83~0.95。应用主要流动喉道半径平均值（ R_d ）的大小和大孔隙体积百分数（ $V_{0.2}$ ）的大小将本区储集层孔隙结构分为三大类（图 2-3、图 2-4）。

按照喉道半径的大小分为微喉、细喉、小喉及中喉四类：

	喉道半径（ μm ）	渗透率（ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）
微喉	<1.5	<1
细喉	1.5~4	1~10
小喉	4~7	10~100
中喉	>7	>100

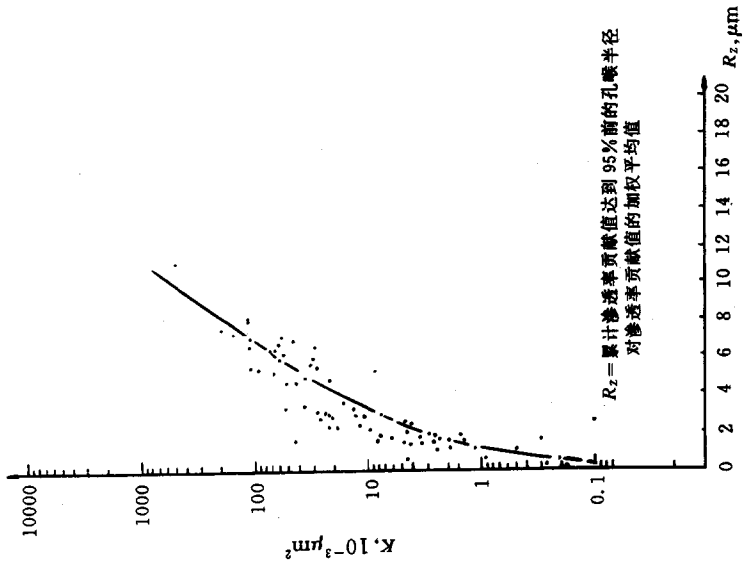


图 2-3 主要流动喉道半径平均值
(R_2)—渗透率 (K) 关系图

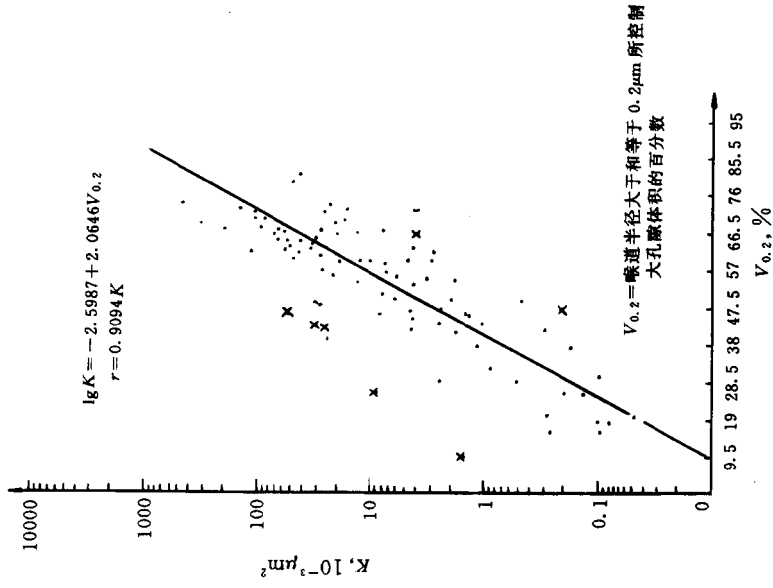


图 2-4 大孔隙体积百分数 ($V_{0.2}$)
—渗透率 (K) 关系图

按照大孔隙体积百分数的多少将孔隙分为微孔、细孔、小孔及中孔四类：

	$V_{0.2}(\%)$	渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)
微孔	<40	<1
细孔	40~55	1~10
小孔	55~70	10~100
中孔	>70	>100

三类孔隙结构的特点：

一类：是本区孔隙结构较好的类型，为中小孔中小喉型，其中大孔隙体积所占的比较高，大于 55%，喉道较粗，半径平均值大于 $4\mu\text{m}$ ，为中、小喉型。渗透率均大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类孔隙结构占本区的 29.7%。

二类：孔隙结构中等，分大孔小喉及小孔大喉两种类别，其中大孔小喉中的孔隙为中小孔，大孔隙体积大于 55%，而喉道为细喉，喉道半径平均值为 $1.5 \sim 4\mu\text{m}$ ；在小孔大喉类中，孔隙为细孔，大孔隙体积为 40%~55%，喉道较粗，为中小喉，喉道半径平均值大于 $4\mu\text{m}$ 。该类孔隙结构的渗透率一般为 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类孔隙结构占本区 27.7%。

三类：这是本区最差的一个类型，为小孔小喉型，其中孔隙主要为细孔和微孔，大孔隙体积均小于 55%，喉道甚细，主要为细喉和微喉，喉道半径平均值小于 $4\mu\text{m}$ ，渗透率一般均小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，这类孔隙结构占本区 42.6%。

各类孔隙结构及分布状况如下：

一类为好孔隙结构，约占全油藏的三分之一，共 30 块样品，占总样品数 101 块的 29.7%。其中阿一油组上段最好，占 53.3%，主要分布南部，占 46.6%；其次为北部，占 6.7%（表 2-5）。阿一油组下段稍差，占 43.3%，主要分布在南部，占 26.6%；北部只有 16.7%。阿二油组最少，只有 3.5%，均在北部。

表 2-5 阿尔善组储集层孔隙结构分类表

油组	一类		二类		三类	
	样品数	占总样品数比例, %	样品数	占总样品数比例, %	样品数	占总样品数比例, %
$A_{\text{I}}^{\text{上}}$	16	15.8	14	13.9	12	11.9
$A_{\text{I}}^{\text{下}}$	13	12.9	11	10.8	17	16.8
A_{II}	1	1	3	2.9	14	14

二类为中等孔隙结构，在全油藏中近三分之一，共 28 块样品，占总样品数的 27.7%，主要分布在阿一油组上段，占 50%，其中南部为 42.9%，北部为 7.1%。其次为阿一油组下段，占 39.3%，主要分布在南部，占 32.2%；北部较少，只有 7.1%。阿二油组只分布在北部，占 10.7%。

三类孔隙结构最差，占全油藏三分之一，共 43 块样品，占总样品数的 42.6%，其中分布在阿一油组上段为 27.9%，主要在南部，为 20.9%；北部为 7%。阿一油组下段最多，占 39.5%，南部为 25.6%，北部为 13.9%。阿二油组都分布在北部，占 32.6%。

从以上分析对比中可以看出：

1) 阿尔善组油藏阿二油组主要分布在北部, 孔隙结构最差, 其中一类好孔隙结构只有 1.0%, 二类中等孔隙结构仅占 2.9%, 三类差孔隙结构占 14.0%。南部无压汞毛细管压力资料, 不能进行比较。

2) 阿一油组是阿尔善油藏内孔隙结构较好的层段, 其中上段略优于下段, 南部好于北部。如一类好孔隙结构阿一油组上段占 15.8%, 下段占 12.9%。

3) 三类差孔隙结构在全油藏内近一半, 共 43 块样品占 42.6%, 主要是孔小喉小, 渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。应用图像分析仪对每个孔隙进行统计分析, 单个小孔隙所占的比例很大, 如哈 313 井阿一上段井深 1598.3m, 1 $\frac{30}{36}$ 号样品统计, 在 304 个孔隙中, 单个孔隙面积小于 $2 \mu\text{m}^2$ 者共 265 个, 占 87.2%。这是本区三类差孔隙结构的重要特点。

五、渗流特征

(一) 储集层岩石油水相对渗透率特征

根据 4 口井 5 块样品油水相对渗透率室内模拟试验结果 (表 2-6) 来看, 油水相对渗透率有以下特征 (图 2-5)。

表 2-6 哈南油田阿尔善组砂砾岩油藏油水相对渗透率模拟分析结果统计表

油组	层位	井深 m	岩心块号	岩性	孔隙度 %	单相渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$		
						空气	水	油
哈 313	A _I ⁺	1593.8	1 $\frac{8}{36}$	砂岩	26.49	695.36	218.64	106.34
	A _I ⁺	1596.6	1 $\frac{22}{36}$	砂岩	18.5	275.87	86.46	82.36
哈 362	A _{II}	2118.45	2 $\frac{37}{42}$	砾岩	11.49	2.02		0.06
哈 4-6	A _{II} ⁺	1763.35	2 $\frac{9}{88}$	砂岩	20.9	10.51	2.81	0.93
哈 13-217	A _{II}	1731.05	1 $\frac{69}{87}$	砾状 砂岩	15.11	18.15		6.77

油水相对渗透率分析结果							备注
油水粘度比	试验温度 ℃	束缚水饱和度 %	水驱油压差 MPa	残余油饱和度 %	无水采收率 %	最终采收率 %	
22.79	70	44.29	0.016	22.0	29.64	60.51	解释层号 16
22.79	70	26.8	0.29	27.48	37.16	62.46	解释层号 17
9.16	50	49.09	0.40	22.53	19.15	55.79	解释层号 32
22.79	70	41.62	1.36	16.8	36.40	71.32	解释层号 13
25.46	50	51.27	1.04	15.83	12.00	67.52	解释层号 54

1) 束缚水饱和度较高, 其中阿一油组上段为 26.8% ~ 44.29%, 阿二油组 (砂砾岩) 为 49.09% ~ 51.27%。

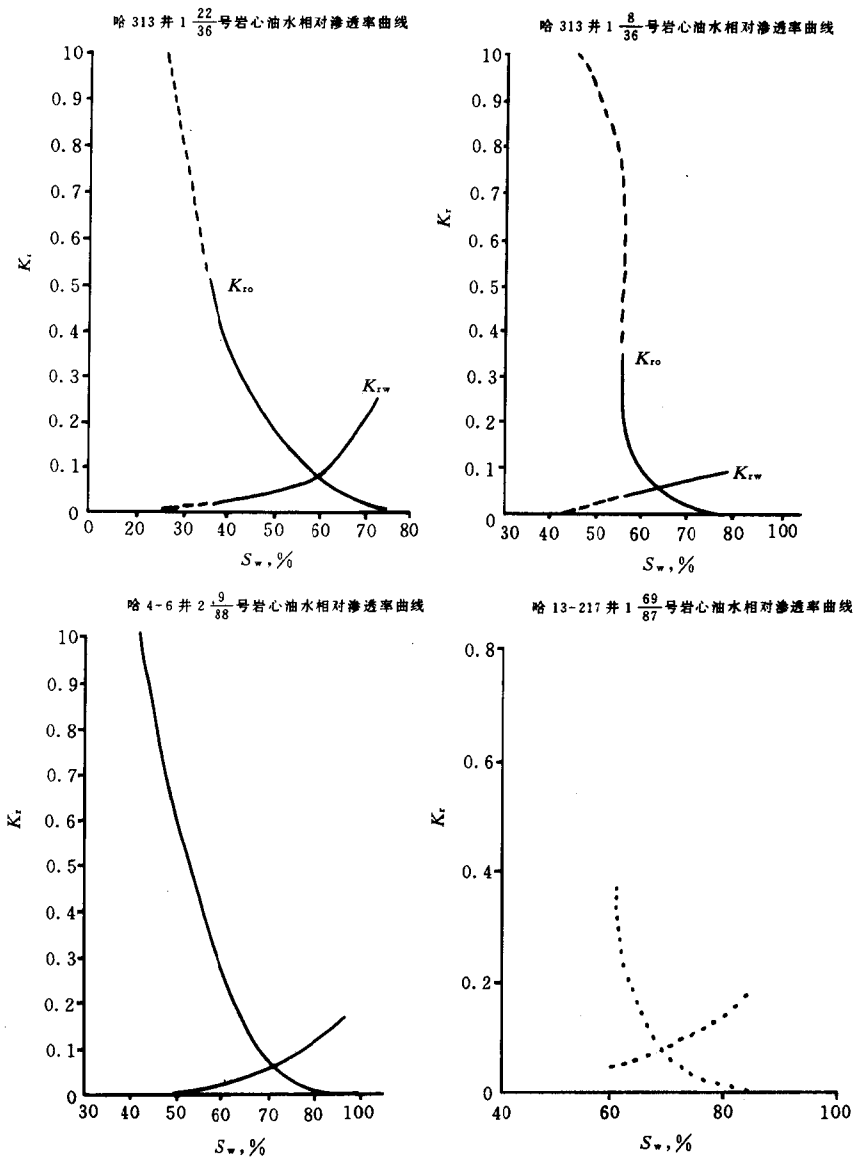


图 2-5 阿尔善组油水相对渗透率曲线图

2) 无水采收率阿二油组远低于阿一油组上段，阿二油组为 12.0%~19.15%，阿一油组上段为 29.64%~37.16%。

3) 最终采收率阿一油组上段高于阿二油组，其中阿一油组上段为 61.51%~71.22%，阿二油组为 55.79%~67.52%。

4) 储集层岩石均为亲水性特征，在水驱油藏模拟试验中，当油水两相共流平衡时（交叉点）的水饱和度小于 50% 时岩石为亲油性，大于 50% 时为亲水性。本区 5 个样品试验结果为 59.5%~72%，均显示为亲水性。

(二) 润湿性试验

根据哈 313 井阿一油组四块样品及哈 316 井腾格尔砂岩一块样品试验，均为亲水性（见表 2-7）。

表 2-7 哈南油田阿尔善组油藏储集层润湿性试验成果表

井号	样品号	油组	井深 m	解释 层号	小层号	排水比	排油比	自吸水量 ml	自吸油量 ml	润湿性
哈 316	7 $\frac{45}{62}$	腾格尔				1.0000	0.0425	6.5	0.2	亲水
哈 313	1 $\frac{8}{36}$	A $\frac{1}{I}$	1593.8	16	6	1.0090	0.2561	7.9	2.1	亲水
	1 $\frac{22}{36}$	A $\frac{1}{I}$	1596.6	17	7	0.9942	0.1842	8.5	1.4	亲水
	3 $\frac{29}{41}$	A $\frac{1}{I}$	1610.7		9	0.9069	0.0469	9.8	0.3	亲水
	4 $\frac{30}{33}$	A $\frac{1}{I}$	1619.4	23	10	1.0000	8.3171	7.6	2.6	亲水

(三) 水敏试验

根据哈 24、哈 313 井 3 块样品试验结果, 水敏系数为 0.3568~0.6066, 平均为 0.4933 (见表 2-8)。这一试验结果说明本区储集层淡水渗透率为地层水渗透率的一半。这种水敏反应主要是岩石的泥质含量较高, 遇淡水膨胀等原因而降低渗透率, 因而对注入水的选择和处理是十分必要的, 应给予足够重视, 才能获得较好的开发效果。

表 2-8 哈南油田阿尔善组油藏储集层水敏试验成果表

井号	样品号	油组	井深 m	解释 层号	小层号	地层水 渗透率 $10^{-3}\mu\text{m}^2$	淡水 渗透率 $10^{-3}\mu\text{m}^2$	水敏 系数	水敏性	备注
哈 311	2 $\frac{26}{42}$	腾格尔				4.19	0.031	0.0074	强	
哈 24	3 $\frac{17}{19}$	A $\frac{1}{I}$	1715.9	28	6	25.25	13.04	0.5164	中	
哈 313	1 $\frac{28}{36}$	A $\frac{1}{I}$	1597.9	18	8	0.37	0.132	0.3568	中	
	5 $\frac{6}{36}$	A $\frac{1}{I}$	1621.3	24	11	19.04	11.55	0.6066	中	
	平均								0.4933	中

第二节 腾格尔组储集层

腾格尔组储集层特征以赛汉油田为例。

一、岩石学特征

据录井及岩心资料统计, 含油岩类有四种, 即粉砂岩、中—细砂岩、砾状砂岩、砂砾岩, 分别占地层总厚的 39.1%、2.3%、0.1%、0.4% (表 2-9)。砂地比为 45.0%, 其中以粉砂岩较发育, 占砂岩厚度的 93.4%, 占砂岩显示厚度的 93.0%, 且分布也相对稳定, 是主要的储集岩类。

表 2-9 腾格尔组岩类统计表

油组	地层厚	砂砾岩		含砾砂岩		砂 岩		粉砂岩		泥质岩	
		厚度 m	占地层总 厚, %	厚度 m	占地层总 厚, %	厚度 m	占地层总 厚, %	厚度 m	占地层总 厚, %	厚度 m	占地层总 厚, %
T _{II}	1547.1	5.6	0.4	1.5	0.1	35.9	2.3	604.7	39.1	859.4	55.6

含砾砂岩、中一细砂岩、粉砂岩具显示厚度占本岩类总厚的 100%、88.9%、73.2% (表2-10), 中一细砂岩平均孔隙度 22.1%~26.0%, 渗透率 $77.6 \times 10^{-3} \sim 103.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粉砂岩平均孔隙度 24.0%, 渗透率 $22.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。从以上统计资料分析 储集岩的粒度越粗, 含油性及物性越好 (表2-11)。

表 2-10 腾格尔组岩类含油显示统计表

含油 级别	显示 总厚 m	砂砾岩			含砾砂岩			砂 岩			粉砂岩		
		厚度 m	占本 岩类 %	占 显示 %	厚度 m	占本 岩类 %	占 显示 %	厚度 m	占本 岩类 %	占 显示 %	厚度 m	占本 岩类 %	占 显示 %
含油 — 油浸	43.0	0			1.5	100.0	3.5	14.0	39.0	32.6	27.5	4.5	64.0
油斑 — 荧光	433.0	0			0			17.9	49.9	4.1	415.1	68.6	95.9
合计	476.0	0			1.5	100.0	0.34	31.9	88.9	6.7	442.6	73.2	93.0
岩类 厚度		5.3			1.5			35.9			664.7		

表 2-11 腾格尔组孔隙类型与物性关系表

样号	岩性	孔隙度 %	渗透率 $10^{-3} \mu\text{m}^2$	面孔率 %	含油性	孔隙类型
20	混合细粒砂岩	34.4	458	8	油斑	粒间孔, 少量长石淋滤孔
24	含泥质细粉砂岩	26.4	49.4	1.5	油斑	粒间孔
73	岩屑长石粗粉砂岩	30.2	75.3	6	油浸	粒间孔及少量溶孔、铸模孔
34	细粉砂岩	30.6	26.6	4	油浸	粒间孔及少量铸模孔
13	岩屑长石粉砂岩	26.0	12.3	—	油斑	少量粒内溶孔
27	含泥质细粉砂岩	29.1	1.2	—	油斑	孔隙不发育
63	含泥质细粉砂岩	23.1	<1	—	无	孔隙不发育
43	含泥质长石粗粉砂岩	24.5	<1	0.5	油斑	长石淋滤孔及铸模孔为主