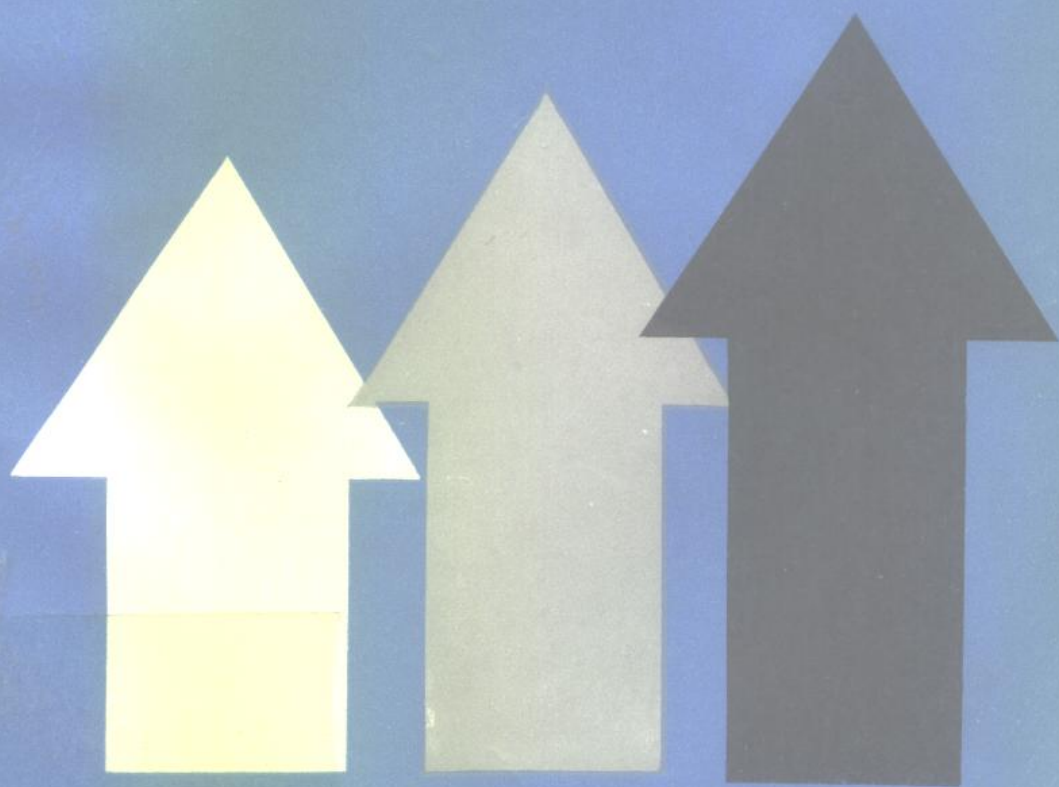


大庆油田开发论文集之二

油层物理 方法研究

祁庆祥 主编



石油工业出版社

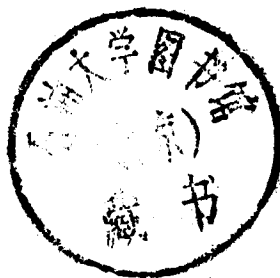
070913

TE 311-53/001

大庆油田开发论文集之二

油层物理方法研究

祁庆祥 主编



200416521

石油工业出版社

内 容 提 要

本书为大庆油田开发论文集之二,书中收集了近几年来已公开发表和未发表的 25 篇文章,内容包括储层孔隙结构特征、相对渗透率测定技术,实验装置和资料的整理方法,储层岩石表面润湿性,残余相微观分布以及油田注水开发过程中原油物理化学性质和储层表面性质的变化等。

本书可供从事油层物理研究人员和有关大专院校师生参考。

大庆油田开发论文集之二 油层物理方法研究

祁庆祥 主编

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
北京地质出版社印刷厂排版
北京顺义燕华印刷厂印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 10 1/4 印张 2 插页 244 千字 印 1—2,000

1991 年 2 月北京第 1 版 1991 年 2 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-0491-7/TE·470

定价: 3.60 元

出 版 说 明

为纪念大庆石油会战，特将大庆油田八十年代以来油田开采方面科研方法和科研成果的90篇优秀论文汇编成《大庆油田开发论文集》一书。依其内容分为三册，第一册《油藏工程方法研究》，包括24篇，着重介绍油田开发分析、开发规划的制定和开发调整等内容；第二册《油层物理方法研究》，包括25篇，主要是开发过程中储层、油、气性质及变化的实验室研究；第三册《提高采收率方法研究》，包括41篇，主要介绍提高波及效率和驱油效率的实验室研究成果。

本论文集基本反映了近年来大庆油田科学研究水平。为满足广大油田开发科技人员的需要，今后还将陆续出版有关该领域的优秀科研成果。

前 言

油层物理研究是储层评价、油田开发和提高采收率的一项基础工作。

随着大庆油田的发现和开发,相继建立了各种实验室,研究领域不断扩展,研究内容逐渐深入,并在某些方面取得了较好的进展。诸如,原油高压物性参数的测定;油-气、油-水、气-水两相和油-气-水三相相对渗透率的测定;储层毛细管压力曲线的测定和孔隙结构的研究;储层岩石表面润湿性的测定;岩样水驱油效率和水驱油速度的研究;残余相微观分布的研究;平面、厚层物理模拟实验和井网、注采井别选择的研究;油田注水开发压力界限的研究等。这些实验研究为大庆油田合理开发、油田动态分析和预测提供了重要参数和依据。

本书收集了自1982年以来已公开发表和未曾发表的文章25篇,它基本上反映了大庆地区近几年来油层物理研究工作的状况。书中“整理相对渗透率曲线的历史拟合方法”一文,提出了具有微裂缝低渗透储油层油水相对渗透率资料的整理方法,解决了研究这类油层油水渗流特征和油层评价的一个重要问题;利用微波-称重技术测定油-气-水三相饱和度实验研究在国内尚属首次,这对研究三相渗流特征和制定大庆油田今后开发的技术政策是非常有益的;“润湿性特征对油层纵向水淹规律的影响”一文对分析和预测油层水淹状况具有实际意义;“注水开发过程中原油物理化学性质及储层岩石表面性质的变化研究”对油田开发分析也是十分重要的。尽管本书的研究对象是针对大庆油田的,但不少研究方法和研究成果仍具有普遍意义。因此,本书的出版对成果交流和今后油层物理研究工作的开展将会有所裨益。

参加本书工作的有赵成国、刘青年、李瑞龙、沈正翔等。陈宏宾完成了书中全部图幅的绘制工作。

祁庆祥

1989、10、30

目 录

砂岩储层中粘土矿物对储渗特性的影响.....	陈树跃 龙海骧 (1)
对砂岩油藏水洗后岩石孔隙结构变化的探讨.....	刘子晋 (9)
热解除油法对岩石孔隙结构的影响.....	王武贤 刘青年 (14)
砂岩储层弹性压缩及其对物性参数的影响.....	袁庆峰 孙庆和 (17)
综合弹性压缩系数计算方法及其应用.....	王俊魁 王书礼 (25)
均匀柱状岩心水平渗透率测量公式.....	马志元 (29)
上流压力对测定岩样渗透率的影响.....	谢国安 (35)
非稳定流恒速法测定相对渗透率装置.....	王士强 刘桂芳 (39)
整理相对渗透率曲线的历史拟合方法研究.....	宫文超 马志元 (44)
渗吸相对渗透率的计算及其应用.....	许焕昌 张洪兴 (56)
喇嘛甸油田水-气相对渗透率曲线实验研究	周显民 (61)
利用微波-称重技术测定柱状岩心多相饱和度实验研究	
.....周显民 刘桂芳 吴群 邓绍范 (68)	
油-气-水三相相对渗透率实验方法研究.....	周显民 袁庆峰 刘桂芳 林玉保 (75)
用极性油和非极性油测定岩石润湿性的实验研究.....	李绍玉 王俊文 (84)
喇嘛甸、萨尔图、杏树岗油田油层岩石润湿性及影响因素的研究.....	
.....李绍玉 王俊文 (88)	
大庆长垣外围油田油层岩石润湿性的实验研究.....	李绍玉 (96)
润湿接触角与吸入量关系的实验研究.....	李绍玉 (100)
润湿性特征对厚油层纵向水淹规律的影响.....	李保树 车学林 魏子义 (106)
地层原油粘度的研究.....	徐阿林 王如义 (114)
大庆油田含水原油的水中天然气含量的实验研究.....	王如义 (119)
注水开发过程中地层原油性质变化的研究.....	王如义 徐阿林 (123)
注水开发过程中储层原油物理化学性质变化的研究.....	黄福堂 (129)
注水开发过程中储层岩石表面性质变化因素的研究.....	黄福堂 (136)
起钻过程中降压脱气对油水饱和度影响的实验研究.....	刘桂芳 (142)
液-液非混相驱残余相微观分布模拟实验研究.....	许焕昌 闫广浩 熊合林 (148)

砂岩储层中粘土矿物对储渗特性的影响

陈树跃 龙海骧

摘要 本文研究了大庆地区的萨尔图油田萨尔图油层、葡萄花油层、高台子油层，龙虎泡油田萨尔图油层、葡萄花油层等砂岩储层中分散粘土的3种基本类型与储层岩石物性（孔隙度、空气渗透率）的关系，以及油、水相对渗透率曲线特征值、毛管压力曲线、孔隙大小分布特征值及X衍射和粘土（薄片分析的泥质）含量的关系。

一、引言

近年来，国内外发表了一系列文章^[1-2]和其它研究报告^①，阐述了砂岩储层分散粘土的重要性。这些论文把分散粘土定义为硅酸盐粘土矿物（如高岭石、伊利石、蒙脱石、绿泥石、蒙脱石-伊利石混层及蒙脱石-绿泥石混层），它们以不同产状发育在孔隙系统内并常吸附在颗粒表面。尼沙姆^[2]依据粘土晶体结构，粘土晶粒在孔隙壁上（即原生颗粒表面）的位置和在粒间孔隙及喉道的位置，把砂岩储层中的粘土分为3种类型：1）孔隙中分立质点；2）孔隙内衬；3）孔隙桥塞。它们不同程度地影响着储层的物理化学性质，因而也影响着岩石孔隙中的渗流特征。

本文对大庆地区的萨尔图油田萨尔图油层、葡萄花油层、高台子油层，龙虎泡油田萨尔图油层、葡萄花油层等砂岩储层的水驱油、压汞、扫描电镜、X衍射、薄片鉴定、岩石物性资料进行了综合分析。研究了这些砂岩储层中分散粘土的3种基本类型与储层岩石物性（孔隙度、空气渗透率）的关系，与水驱油的相对渗透率曲线特征值、毛管压力曲线、孔隙大小分布的特征值及X衍射和粘土（泥质）含量的关系。

二、分散粘土类型

大庆油田砂岩储层孔隙系统内的粘土矿物也大致可分为尼沙姆所描述的3种存在类型：1）分立质点式；2）孔隙内衬式；3）孔隙桥塞式。3种产状的粘土在晶体结构、形态和在粒间孔隙及喉道内的位置，均各有不同的特征。

1. 分立质点式

粘土常以假六方形扁平晶体的集合星星点点附着在孔隙壁上，成分主要为高岭石。

由薄片观察估算出的泥质含量表明，此类砂岩样品的泥质含量最低。一般胶结物部分的泥质含量为3~6%，胶结物中的方解石含量甚微。颗粒排列比较疏松，颗粒表面也比较干净，孔隙较发育。少见石英次生。胶结形式多数为接触式和孔隙-接触式。

① 大庆油田科学研究设计院地层室辛国强、王信于1980年编写的“松辽盆地白垩系混合层粘土矿物及其地质意义”及“粘土矿物及其在油田勘探和开发的应用”。

2. 孔隙内衬式

粘土矿物的晶片多垂直于孔隙壁面,呈相对连续的薄层附在孔隙壁(颗粒表面)上,好似一层很不光滑的“膜”,厚度一般小于 $5\mu\text{m}$ 。其矿物成分以原生伊利石和自生绿泥石为主。晶粒与岩石颗粒表面常有共生格架。

此类砂岩样品中,泥质含量比分立质点式高。岩石颗粒排列中等-较紧密和较紧密为主。孔隙发育程度中等或较差。泥质具重结晶,石英次生加大呈再生胶结。胶结形式以孔隙-再生、充填-再生、孔隙-薄膜为主。

扫描电镜观察表明,孔隙内衬式的粘土晶粒多数是原生伊利石和自生绿泥石。有时,也观察到蒙脱石-伊利石混层和原生伊利石轻度自生化的产物。

3. 孔隙桥塞式

孔隙中广泛发育的丝絮状、蜂窝状粘土晶粒由颗粒表面延伸、穿越、切割孔隙空间,与孔隙系统共生或交缠,形成粘土“桥”,使孔隙、喉道变得更狭窄、微细和复杂。由扫描电镜观察到,此种类型粘土的主要成分是自生伊利石、蒙脱石伊利石化。

此类砂岩样品中的胶结物含量在3种类型中为最高者。胶结物部分的泥质含量与内衬式砂岩的泥质含量大致相近,但方解石的含量明显增加,高达14~20%。岩石颗粒排列中等紧密、紧密。孔隙发育程度中等、较差、差。石英次生加大多呈再生胶结。胶结类型以孔隙-丛生、再生-充填、充填-再生、混合式(孔隙-充填-薄膜)为主。

三、砂岩中粘土矿物的类型与储层物性及孔隙空间的关系

文献[3]及其它研究成果^①已对大庆喇、萨、杏油田萨、葡油层的5个油层组和萨中高台子油层的孔隙结构作了较详细的论述。笔者在此基础上又对葡萄花油田的葡萄花油层,龙虎泡油田的萨尔图、葡萄花油层的孔隙结构作了分析,并着重研究了砂岩中粘土矿物的类型与储层物性及孔隙空间的关系。研究结果认为:1)大庆油田不同地区不同储层的孔隙基本都是粒间孔和微孔隙(粘土矿物的晶间孔隙)。由压汞法测得的孔隙分布均具有双峰性正是这种特点的反映;2)无论哪个地区、哪个储层,表征储层孔隙结构特征的孔隙半径中值 R_{50} 、孔隙半径平均值 $\bar{R}$ 、孔隙半径均值 D_M 、均质系数 α 、结构系数 ϕ 、排驱压力 P_d 、中值压力 P_{50} 均与空气渗透率和孔隙度的比值有密切的相关关系。相关曲线斜率基本一致,只是截距各不相同;3)从空气-水银注入毛管压力曲线形态来看,只要渗透率相同,曲线形态就基本一样,而不论其所处地区、所属油层如何;4)由薄片观察结果看出,组成岩石颗粒的成分均为石英、正长石、斜长石和火成岩碎屑,其组分也基本相近,未见明显差异;5)胶结物的成分均有重结晶的泥质和方解石。前3点表明,大庆油田砂岩储层的孔隙类型基本相同。后两点表明,组成储层岩石的原生颗粒、胶结物在成分和组分上也都相近。这样,导致储层在渗透率等物性参数和孔隙大小分布等结构特征上出现明显差异的诸因素中,分散粘土的产状、含量就是一个值得重视的重要因素了。

① 大庆油田科学研究设计院刘青年、王武贤等1981年编写的“大庆砂岩孔隙结构特征和水驱油渗流特征的初步分析”;

大庆油田科学研究设计院陈树跃1981年编写的“萨中高台子油层孔隙结构特征及驱油效率的分析”。

1. 对岩石空气渗透率、孔隙度的影响

尼沙姆^[2]通过14块结构相同的砂岩岩样的比较认为,砂岩储层中,岩石孔隙系统内分散粘土的产状主要为分立质点型者空气渗透率最高,渗透率与孔隙度间有较好的相关关系;粘土产状主要为桥塞型者渗透率最低,渗透率与孔隙度的相关关系最差。

我们通过25个样品的分析也清楚地看出,这3种类型的砂岩的孔隙度(ϕ)与空气渗透率的对数值($\lg K$)均有密切的线性相关关系,其斜率相同,但相关直线的截距却有颇大差别。图1中的直线I是I型样品的 ϕ - $\lg K$ 关系曲线。这种岩石的扫描电镜观察结果表明,充填在孔隙中,附着在孔隙壁上的粘土晶片及其集合体虽然占据了部分孔隙空间,对孔隙度会稍有影响,但是,对于空气通过孔隙和喉道的影响却不会很大。在孔隙度相同时,空气渗透率要比主要具有其他两种粘土的岩石高,比第Ⅲ类岩样更高得多。

图1中的直线II是II型样品的 ϕ - $\lg K$ 关系曲线。此类岩石的粘土含量比I型岩石高,但比Ⅲ型岩石低。虽然孔隙壁及喉道壁富集粘土晶粒,但是,喉道处仍然是相对张开,流体通过仍较容易。在孔隙度相同的情况下,空气渗透率要比I型低,比Ⅲ型高。

直线III是Ⅲ型样品的 ϕ - $\lg K$ 关系曲线。呈蜂窝状、丝状、絮状的粘土晶粒及集合体除占据一部分孔隙空间外,主要是因其充塞在孔隙中和喉道处,使喉道变得更加细、窄,使相当一部分孔隙变得更加微细,也使得颗粒表面更加凹凸不平。因而,即使岩石仍具有较高的孔隙度,也会局部或完全地阻止流体的流动,降低岩石的渗透性。如11号样品的孔隙度达16.2%,空气渗透率仅 $0.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;25号样品的孔隙度高达28.5%,空气渗透率仍小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

图1中,同是在孔隙度24%时,第I类型岩样的空气渗透率为 $0.4 \mu\text{m}^2$,第II类型岩样的空气渗透率为 $0.1 \mu\text{m}^2$,第Ⅲ类型岩样的空气渗透率仅 $0.0105 \mu\text{m}^2$ 。可见,3类样品间空气渗透率的差异比粘土含量的差异大得多,粘土矿物的产状对渗透率的影响比对孔隙度的影响要大得多。

2. 对孔隙大小的影响

苏联学者马克西莫夫^[4]和美国学者尼沙姆^[2]认为,孔隙大小在某种程度上受粒级大小所控制。尼沙姆还认为,对于分立质点型的砂岩,孔隙大小分布参数和颗粒大小分布密切相关,而对于内衬型和桥塞型的岩石,其粒级大小分布对孔隙大小分布的影响是次要的。

我们的研究证明(表1),大庆地区具有不同类型粘土的岩石其孔隙大小分布范围明显地不同,但组成岩石骨架的碎屑物颗粒大小变化相差却很小。I型砂岩样品的颗粒直径在0.05mm至0.18mm间,II型砂岩样品的颗粒直径0.05mm至0.16(或0.25)mm间,Ⅲ型砂

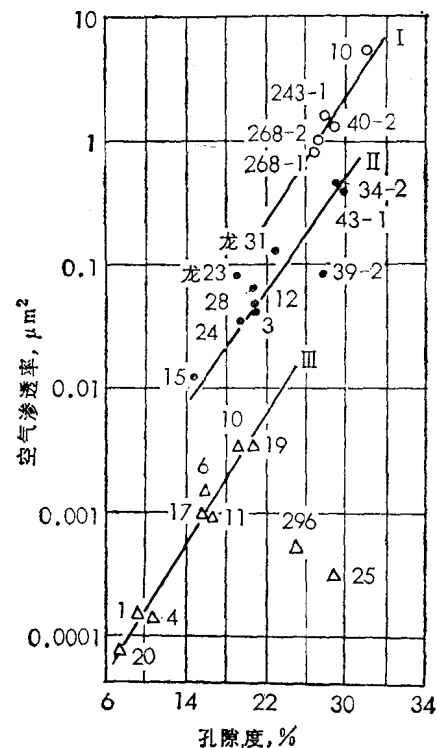


图1 分散粘土类型不同的砂岩空气渗透率与孔隙度关系曲线

表 1 粘土矿物不同分布类型对孔隙结构影响的参数

类型	编 号	孔隙半径 (μm)			歪 度	结构系数 (φ)	排驱压力 ($\times 10^5\text{Pa}$)	中值压力 ($\times 10^5\text{Pa}$)
		最大 值	平 均 值	中 值				
I	243-1	20.57	9.46	9.23	0.77	2.079		
	40-2	16.654	7.672	8.608	0.793	1.694	0.48	0.85
	268-2	16.76	7.31	7.83	0.77	1.894		
	10	24.392	13.186	14.118	0.829	1.376	0.30	0.53
II	3	7.253	2.974	0.893	0.283	5.974	1.05	9.0
	12	7.253	2.885	2.036	0.573	4.461	1.05	3.8
	15	7.263	2.051	0.558	0.118	8.908	1.30	15.0
	龙23	8.468	3.537	3.141	0.659	3.758	0.9	4.05
	24	10.125	3.936	2.115	0.473	8.075	0.9	3.9
	228	8.390	3.393	1.760	0.474	3.934	1.0	4.7
	39-2	8.240	2.780	0.960	0.260	3.220	1.1	8.0
	34-2	10.460	5.515	5.09	0.786	2.358	0.8	3.3
	43-1	9.705	5.005	5.374	0.784	2.748	0.85	1.8
III	6	2.813	0.766	0.217	-0.076	7.803	3.1	48.0
	11	0.682	0.211	0.126	-0.052	7.258	14.0	70.0
	17	0.161	0.500	0.150	-1.0	0.718 ^①	4.8	50.0
	27	1.915	0.498	0.055	-0.974	88.675	5.4	140.0
	296	0.228	0.088		-1.0	24.492	34.0	②

①供参考；②现有压汞仪仅达20MPa，其中值压力已超过20MPa。

岩样品的颗粒直径在0.04mm至0.10（或0.20）mm间，由表1可见，各类分散粘土对砂岩孔隙大小分布的影响是有差别的，尤其是内衬和桥塞式两种粘土对孔隙大小分布的影响更明显些。其主要原因有下列几方面：1）粘土含量明显多于分立质点型，使原有粒间孔缩小；2）喉道处比较狭窄，对水流阻力大，水流慢，水中携带的原始粘土微粒容易在喉道处沉积，成岩后期的次生加大现象也容易在此处发生。所以，当砂岩中粘土较多时，喉道处堆集的粘土往往也更多些，喉道被微细化的现象更突出；3）拥有大量晶间孔隙的粘土晶粒集合体使许多原来较大的孔隙或它们的相当一部分空间变成无数微细孔隙。

3. 对空气—水银毛细管压力曲线形态的影响

尼沙姆^[2]认为，各种类型的砂岩样品，毛细管压力曲线的孔隙几何因素和排驱压力有所不同。

我们研究的25块样品的部分毛细管压力曲线如图2所示（特征参数见表1），凡粘土矿物具有相同产状的砂岩，毛细管压力曲线形态特征就基本相同。图中3组曲线，靠右上方1组曲线是桥型砂岩样品的，靠左下方1组是分立质点型的，中间1组是内衬型的。在相同注入压力下，右上方1组（Ⅲ型）的汞饱和度最低，左下方1组（Ⅰ型）汞饱和度最高。

毛细管压力曲线的形态主要受孔隙分布的歪度（又称偏斜度）及孔隙的分选性两个因素所控制。Ⅰ型样品的毛细管压力曲线属粗歪度，表明大孔隙发育。以粒间孔为主。Ⅲ型样品的毛细管压力曲线属细歪度，表明微细孔隙特别发育，从扫描电镜看出，这些微细孔隙主要是粘土矿物的晶间隙。Ⅱ型样品的曲线歪度介于上述二者之间，其小孔隙也较发育。

结构系数 φ 反映了流体质点在孔隙中渗流的真实途径的弯曲程度。由于3种类型砂岩中

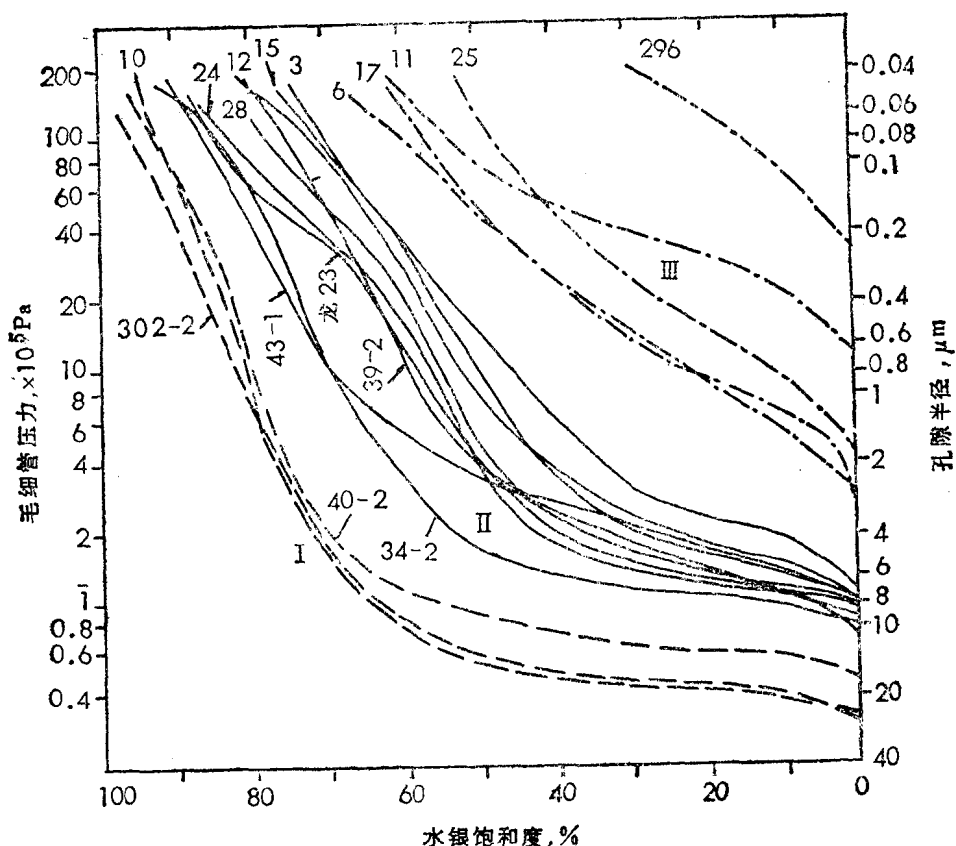


图 2 分散粘土不同类型的砂岩毛细管压力曲线

粘土的产状不同,使孔隙空间的几何形状、连通状况也有所不同。所以,它们的 ϕ 值也有差异。从表1中的结构系数 ϕ 值的大小看出,Ⅲ型砂岩的迂曲度最大;Ⅰ型砂岩的迂曲度最小,孔隙连通状况最佳。

岩样的排驱压力 P_a 和含汞饱和度50%时的中值压力 P_{50} 系由砂岩样品的孔隙半径最大值、半径中值所决定。孔隙半径的大小与毛细管压力特征值成反比。由表1的排驱压力和中值压力值可见,分散粘土产状不同的砂岩,这两个特征压力值也不相同。Ⅰ型砂岩因以粒间孔为主,水银进入孔隙受阻最小,故其排驱压力和中值压力也最低。Ⅱ型和Ⅲ型砂岩的排驱压力和中值压力则较高,尤其以Ⅲ型为最高。原因是Ⅲ型砂岩中粘土含量较高,孔隙及喉道处的粘土再生、丛生,使孔、喉半径变小,并且粘土本身也有丰富的微细孔隙,水银进入这些孔隙自然需要很高的压力。此种砂岩的排驱压力有高达 $34 \times 10^5 \text{ Pa}$ 者,中值压力有高达 $140 \times 10^5 \text{ Pa}$ 者。由于受压汞仪工作压力限制,296号样品在注入压力达 $200 \times 10^5 \text{ Pa}$ 时,水银饱和度才近30%。

四、对相对渗透率曲线的影响

尼沙姆研究了分散粘土的不同类型对砂岩样品相对渗透率曲线的影响,认为束缚水主要存在于微细孔隙系统和被微细孔、喉封锁的孔隙空间中。因而,微细孔隙越发育的砂岩,束

束缚水饱和度越高。

我们研究的25个样品中，Ⅲ型砂岩样品因渗透率太低，没有作过油水两相的相对渗透率曲线。Ⅰ和Ⅱ型砂岩样品中均有已对应地做过油水两相相对渗透率曲线的。图3中共有5条相对渗透率曲线，其中243-1、268-2两个岩样属Ⅰ型，其余3个属Ⅱ型。

表2中的数据表明，Ⅰ型岩样的束缚水饱和度低，残余油饱和度高，油水相对渗透率曲线的交点饱和度小于50%，残余油饱和度对应的水相相对渗透率值很高。而Ⅱ型岩样的束缚水饱和度较高，残余油饱和度较低，两条曲线的交点饱和度大于50%，残余油饱和度对应的水相相对渗透率较低。Ⅱ型砂岩岩石表面润湿性呈亲水。其原因是，Ⅱ型砂岩孔隙中的粘土“膜”里，原生伊利石、绿泥石组成的晶间隙发育。由这些粘土晶粒形成的微孔隙具有强亲水的表面，是束缚水存在场。所以，水相相对渗透率随含水饱和度增长不如Ⅰ型砂岩快。在油相相对渗透率为零时，水相相对渗透率比Ⅰ型砂岩低。

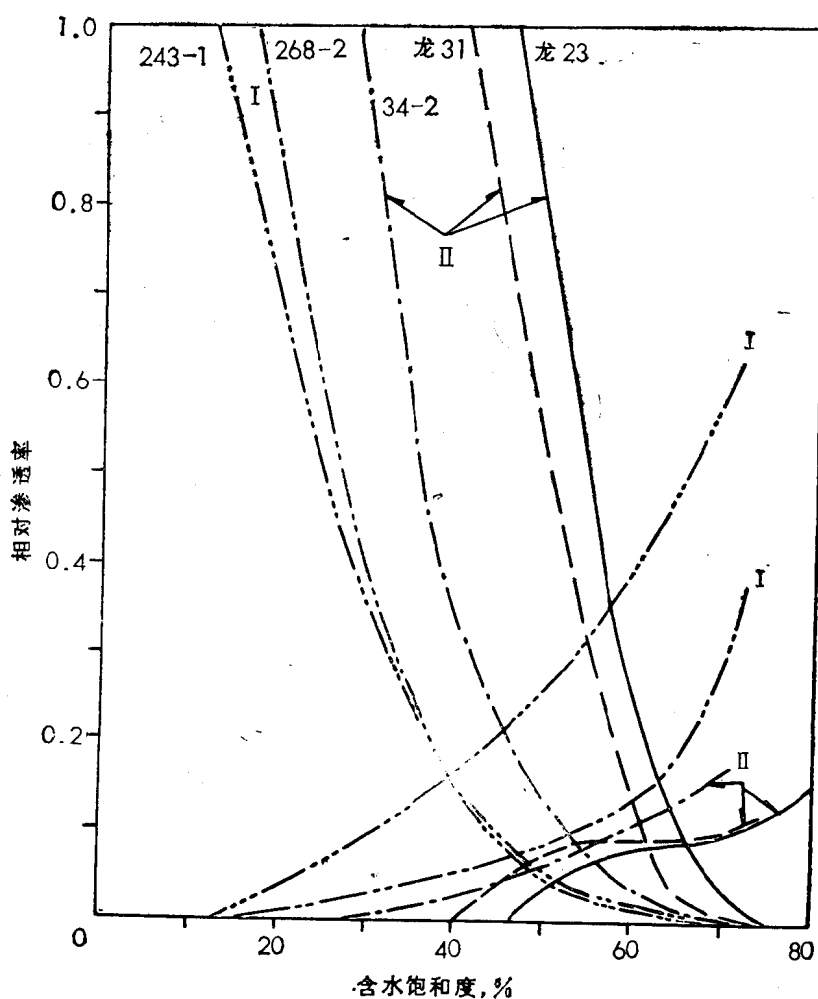


图3 分散粘土类型不同的砂岩相对渗透曲线

砂岩中分散粘土的产状对储层物性、渗流特征的影响也综合地反映在砂岩的岩性、电性特征、含油产状和润湿性上。

表 2 粘土矿物不同分布类型对相对渗透率曲线影响参数

分散粘土类型	I		II		
编 号	243-1	268-2	34-2 ^①	龙31	龙23
井 号	北2-5-122	北2-5-122	中丁4-013	龙134	龙134
层 位	葡 I ₂₋₃	葡 I ₃₋₄	高一组	葡 I ₃	萨 II ₃
空气渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	1640	940	430	125	79
孔隙度 (%)	28.40	28.05	29.2	22.94	18.7
束缚水饱和度 (%)	12.20	17.36	28.00	40.30	46.60
残余油饱和度 (%)	27.94	27.89	28.70	25.70	18.50
两相交点饱和度 (%)	40.00	47.00	54.20	61.90	66.90
残余油时水相相对渗透率	0.64	0.39	0.205	0.12	0.17
润湿性	亲 油	亲 油	亲 水	亲 水	亲 水

① 编号34-2的相对渗透率曲线是按萨中高台子油层含水饱和度—空气渗透率曲线校正后的曲线。

从这25个样品来看, I型多为粉砂岩。微梯度、微电位测井曲线的幅度差较大, 曲线较光滑, 储层厚度较大。含油产状为油砂, 滑润性为偏亲油。

II型一般为厚度小一些的中低渗透层。微电极测井曲线的幅度差一般较前类小。含油产状多为油砂和含油。润湿性为偏亲水。

III型一般为很薄的差油层或好层和较好层的变差部位。微电极曲线的幅度差很小, 甚至没有幅度差, 曲线呈锯齿状, 起伏剧烈。样品中含油产状没有含油和油砂级。其亲水性更强。

另外, I型砂岩中的粘土以晶粒的集合体分散在孔隙中, 而且晶体与岩石颗粒表面的原子没有共生格架。因此, 在一定的驱替压差下, 仍可在孔隙中移动。

五、几点认识

1) 大庆油田各储层中的分散粘土按其形态和在孔隙系统中的分布位置可划分为3种类型。储层也可按其含某种类型的粘土矿物来定类。

2) 砂岩储层孔隙系统内的分散粘土矿物对储层的空气渗透率和孔隙度均有影响, 但对渗透率的影响要大于对孔隙度的影响。分散粘土以分立质点式为主的储层具有较高渗透率和较高的产油能力。桥塞型的砂岩渗透性最低。

3) 不同类型的分散粘土对孔隙空间的大小分布、毛细管压力曲线形态、油水两相相对渗透率曲线形态均有不同的影响。

4) 分散粘土以分立质点式为主的砂岩储层一般显示偏亲油的特征。分散粘土以内衬式为主的砂岩储层一般显示偏亲水的特征。分散粘土以桥塞式为主的砂岩储层更亲水。从检查井得到的资料表明, 束缚水饱和度超过20%的油层, 原始润湿性一般表现为亲水。我们认为, 这正是这些油层中粘土矿物的晶间隙发育, 强亲水表面多的结果。

5) 第III型储层的渗透性很差, 平面上、纵向上都处在油层向泥岩演变的过渡带中, 含油产状的级别估计最高为油浸、油斑。其中渗透率特低的部位在一定条件下可能成为岩性油藏的圈闭条件。

本文所用资料均来源于我院流体力学研究室压汞组、相对渗透率曲线实验组、中心实验

室和地层室。在此一并表示感谢。

参 考 文 献

- 〔1〕 Eduard D. Pittman,“关于储层砂岩中粘土矿物的问题”,1982年9月国际油田开发技术会议学术报告,闵豫译,秦同洛校。
- 〔2〕 Boha W. Neasham,“砂岩储层中分散粘土的形态和对泥质砂岩孔隙空间和流体流动特性的影响”,彭燕秀译,天然气勘探与开发,第1期,第71页,1982年。
- 〔3〕 杨普华,“孔隙结构对水驱油机理影响的研究”,石油学报,纪念大庆会战二十年增刊,103页,1980年。
- 〔4〕 A.班恩、B. A.马克西莫夫,《岩石性质对地下液体渗流的影响》,张朝琛译,石油工业出版社,1981年4月。

对砂岩油藏水洗后岩石孔隙结构变化的探讨

刘子晋

摘要 本文着重论述小井距试验区开展提高采收率试验后,在距511井26.1m处钻一口密闭取心检查井——检515井,研究注水前后岩性、物性变化。得出注水开发后油层岩石孔隙半径(中值)普遍增大,水洗后约为水洗前的1.5倍;粒度中值在0.1mm以上,水洗后空气渗透率显著增大,相同粒度中值的油砂水洗后空气渗透率约为水洗前的2.0~2.5倍。

一、引言

为了研究注水开发全过程,在大庆油田北2-6-50井附近开辟了小井距试验区,按75m的井距,以四点法面积井网加平衡井的方式布井,共钻油、水井14口,分为501和511南北2个试验井组。在小井距试验区,从1965年9月至1971年5月先后进行了以下几项试验工作:首先在501井组进行葡I₄₋₇层注二氧化碳水提高采收率的试验,同时在511井组进行了葡I₄₋₇层单层水驱开采试验,以便2个井组进行比较;尔后又在511井组进行葡I₁₋₂层注二氧化碳、轻质油提高采收率的试验,同时在501井组进行了葡I₁₋₂层单层水驱开采试验,以便比较效果;最后又分别在511和501的2个井组的萨II₇₊₈层进行了注清水的不同采油速度的开发试验。以上试验完成后,于1972年8月又在511井组内钻了1口密闭取心检查井——检515井。本文将重点分析油层在注水前后岩石物性及孔隙结构的变化。

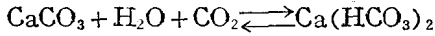
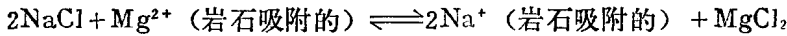
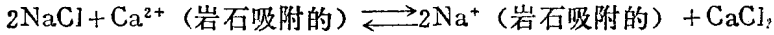
二、水化学作用改变了油层物性

小井距511井组葡I₄₋₇层单层水驱开采试验和萨II₇₊₈层提高采油速度试验都是注清水,这里引用试验过程中上千次的井口取样分析资料,把水分析的结果整理汇总列于表1。让我们利用这一资料来分析一下注清水对油层的水化学作用。

表1 511井萨II₇₊₈层试验前后的水质分析数据

项目 取样条件	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	K ⁺ + Na ⁺ (mg/L)	矿化度 (mg/L)	备注
地层原始水	195.7	1956.6	2495.3	174.1	7.5	3.0	2584.7	7417.29	水层
配水间取样	0	509.6	75.3	128.9	48.9	26.7	200.1	985.5	
511井口取样	78.3	1242.23	795.0	94.1	9.8	3.0	1272.0	3294.43	含水10%
511井口取样	125.3	796.3	384.9	70.3	4.9	5.9	662.9	2050.5	含水60.8%
511井口取样	77.4	472.4	83.7	46.5	4.9	2.9	302.9	990.7	含水99.2%

从表1中可以看出,清水注入油层后,与高矿化度的地层水发生阳离子交替作用,反应如下:



注水驱油的过程,也是各种离子逐渐稀释、溶解、交替的过程,地下的氯化物及碳酸盐

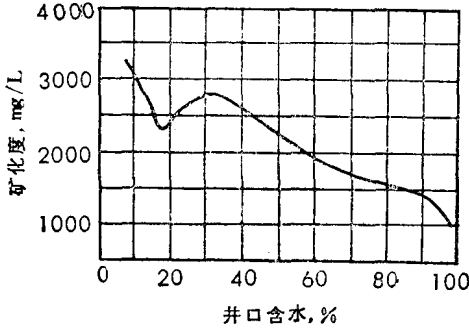


图1 511井组萨Ⅱ₇₊₈层矿化度与井口含水关系曲线

1),经分析化验,含碳酸钙等碳酸盐60%,原油胶质30%,其它物质10%。

表2 515井萨Ⅱ₇₊₈层吸水指示曲线数据

项 目 测试点号	井口套管压力 (MPa)	1970年10月		1971年3月		备 注
		注水量 (m ³ /d)	视吸水指数 (m ³ /(d·MPa))	注水量 (m ³ /d)	视吸水指数 (m ³ /(d·MPa))	
1	10.2	175.5	17.2			视吸水指数计算公式: $I_w^* = \frac{Q_w}{P_w}$ 式中 I_w^* —视吸水指数, m ³ /(d·MPa); Q_w —注入量, m ³ /d; P_w —井口套管压力, MPa
2	10	141.0	14.1	295.0	19.5	
3	9.5	109.5	11.5	159.1	16.7	
4	9	81.0	9	136.5	15.2	
5	8.5	52.5	6.2	118.5	13.9	
6	8			100.5	12.6	
启动压力		7.7MPa		5.85MPa		注水泵压为10.2MPa

被采出的这些离子,一部分来源于地层原始水中游离物和岩石吸附物;另一部分是被溶解的岩石胶结物。这些离子的采出,改善了油层岩石孔隙结构。孔隙结构的改变,有利于提高油层的吸水能力。从515水井的2次测试情况(表2)可以看出:当萨Ⅱ₇₊₈层的每米有效厚度累积注水量达到5053.0m³之后,在相同的井口压力下,比原来的吸水能力提高了60%,启动压力下降了1.85MPa,水井越注越好注了。

三、油层水洗后岩石胶结物减少,孔隙变大,渗透率增高

在油井511井与注水井515井之间,距511井26.1m处钻了检515井,用来研究注水开发效果。511井是在注水开发前钻的取心井;检515井是在511井组注水已2.5倍孔隙体积、井口含水达99.0%以后钻的密闭取心检查井。这两口井都获取了较完整的油层岩心,给比较注水开

发前、后油层物性的变化提供了资料。

通过岩样压汞试验,做出了岩石孔隙半径(中值)与空气渗透率的关系曲线(图2)。

从图2看出,空气渗透率随孔隙半径(中值)增加而增大,水洗前后的关系是一致的,说明2口井同一油层的孔隙结构无成因上的差别。理论认为岩石孔隙结构主要与岩石颗粒大小、颗粒形态、颗粒排列、胶结物含量、胶结类型等因素有关。图2反映砂岩多孔介质的特点,孔隙大小变化,主要受岩石颗粒大小的控制。现将岩石颗粒大小与孔隙结构的关系做一模拟推理:设一边长为 a 的正方形体积内有一直径为 a 的球形岩石颗粒,正方形体积为 a^3 ,球形岩石颗粒体积为 $\frac{\pi}{6}a^3$,即孔隙体积应是 $a^3 - \frac{\pi}{6}a^3$,则孔隙度为:

$$\frac{a^3 - \frac{\pi}{6}a^3}{a^3} \approx 0.476$$

这时岩石孔隙为半径相等、形态相同、相互连通的8个孔隙。

若球形岩石颗粒直径为原来的一半,并成正方形排列,则孔隙度为:

$$\frac{a^3 - 8 \left[\frac{\pi}{6} \left(\frac{a}{2} \right)^3 \right]}{a^3} = \frac{a^3 - \frac{\pi}{6}a^3}{a^3} \approx 0.476$$

这时的岩石孔隙是半径不等、形态不同、相互连通的27个孔隙。

由此看出,岩石颗粒直径缩为原来的二分之一时,其孔隙度虽然没变,但是孔隙增多了,孔隙半径缩小了。

控制岩石物性的基本因素是组成岩石的颗粒大小,其次是胶结物含量和颗粒排列等因素。注入水进入油层有可能溶解部分胶结物,但不能改变岩石颗粒大小,这就有了一个衡量油层注水前后孔隙结构变化的尺度。根据粒度中值与孔隙半径(中值)关系曲线(图3)看出:相同的粒度中值在水洗前后孔隙半径发生了显著的变化,注水开发后油层岩石孔隙半径(中值)普遍增大,水洗后约为水洗前的1.5倍。

由于岩石孔隙半径的增大,导致油层渗透性的变化。用同一尺度衡量油层注水前后渗透率的变化,做出粒度中值与空气渗透率关系曲线(图4)。从图4可以看出,粒度中值在0.1mm以下,空气渗透率小于 $0.15 \mu\text{m}^2$,水洗前后无明显变化,说明细砂级以下的油砂,在具体的特定条件下,一般不易受到注水效果。粒度中值在0.1mm以上,水洗后空气渗透率显著增大,相同粒度中值的油砂水洗后空气渗透率约为水洗前的2.0~2.5倍。

以图3、图4做一比较,都取粒度中值坐标0.15mm处,从图3可以得到孔隙半径(中值)增加1.77倍;从图4可以得到空气渗透率增加2.857倍。这说明了孔隙半径的增大,主要是孔隙喉部半径的增大,使连通孔隙变好,有利于渗透率的大幅度提高。

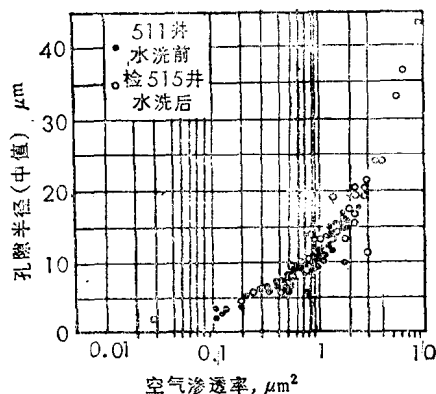


图2 水洗前后岩石孔隙半径(中值)与空气渗透率的关系