

低渗透储层微观渗流机理 及高效开采技术

孙鹏霄 穆文志 赵跃军 张继成 © 编



石油工业出版社

低渗透储层微观渗流机理 及高效开采技术

孙鹏霄 穆文志 赵跃军 张继成 编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书阐述了油田构造及储层特征,重点介绍了低渗透储层的渗流机理和开采技术,包括低渗透油田渗流特征、是否考虑固液作用下低渗透油层典型孔隙介质内微观流动模型及流动特征和扩张—收缩孔隙模型的微波波及效率研究,以及在微观渗流机理影响下的低渗透油田开采技术。

本书可作为石油院校石油工程专业及相关专业的辅助教材,也可作为油田有关工程技术人员的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

低渗透储层微观渗流机理及高效开采技术/孙鹏霄等编.

北京:石油工业出版社,2014.8

ISBN 978-7-5183-0266-6

I. 低…

II. 孙…

III. ①低渗透油层—储集层—渗流—流动理论

②低渗透油层—储集层—油田开发

IV. ①P618.130.2

②TE 348

中国版本图书馆CIP数据核字(2014)第148024号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址: <http://pip.cnpc.com.cn>

编辑部:(010) 64523612 发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店

排 版:北京苏冀博达科技有限公司

印 刷:北京晨旭印刷厂

2014年8月第1版 2014年8月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:11.75

字数:294千字

定价:46.00元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

进入 21 世纪以来,随着我国经济的快速发展,常规油气资源已逐渐不能满足社会对于油气资源的需求。近些年来,随着勘探、开采技术突飞猛进的发展,原本开发难度大、开发成本高的低渗透油气资源逐渐成为人们的开发目标,成为未来常规能源的重要战略性补充。

低渗透油田在世界上分布广泛、资源丰富,各产油国基本上都有此类油田。我国低渗透油气资源分布具有含油气多、油气藏类型多、分布区域广以及“上气下油、海相含气为主、陆相油气兼有”的特点,在尚未动用的原油探明储量中,低渗透油藏储量的比例很高,约占全国储量的 $2/3$ 以上,开发潜力巨大。近几年,我国发现的低渗透油气田占新发现油气藏的一半以上,低渗透油气田已经成为油气开发建设的主战场。据估计,我国几大油区的后备剩余资源分布在低渗透储层中的比例也越来越大。因此,如何提高低渗透储层的勘探开发效益以及提高低渗透储层中油气资源的利用率,已是我国的石油专家和学者探索的一项重要课题。面对这种情况,不言而喻,低渗透储层的勘探和研究对石油工业的作用和国民经济的发展具有特殊的重要意义。

本书由中海石油东南亚有限公司孙鹏霄、大庆油田有限责任公司勘探开发研究院穆文志与东北石油大学石油工程学院赵跃军、张继成共同编写。笔者在总结、分析国内外低渗透储层勘探开发成果的基础上,结合自己的研究实践撰写了本书。全书共六章包括低渗透油田构造及储层特征、低渗透油田渗流特征、低渗透油层典型孔隙介质内微观流动模型及流动特征、考虑固液作用典型孔隙介质内微观流动模型及流动特征、扩张—收缩孔隙模型的微观波及效率研究,以及低渗透油田开采技术。希望通过本书论述的内容能和油气勘探开发的同行专家们进行交流,以期在实践中进一步完善低渗透油田勘探理论和开发新技术、新方法。

对于低渗透储层的勘探和开发,目前仍然是比较艰难的一个课题,许多问题还有待进一步探索。由于我们的水平有限,疏漏和错误在所难免,敬请读者阅后不吝批评和指正。

编 者

2013 年 4 月

目 录

1 低渗透油田构造及储层特征	1
1.1 低渗透储层成因及沉积特征	1
1.2 低渗透储层岩性和物性特征	4
1.3 低渗透油田流体、压力和能量特征	8
1.4 低渗透砂岩油藏地质特征	11
1.5 低渗透砂岩储层的分类	31
2 低渗透油田渗流特征	38
2.1 渗流环境特征及其对渗流的影响	38
2.2 常规中、高渗透砂岩油层流体渗流规律	43
2.3 低渗透油层单相渗流的基本特征	44
2.4 低渗透油层两相渗流的基本特征	47
2.5 低渗透油层的渗吸特征和流固耦合特征	50
2.6 低渗透砂岩油层渗流机理	51
2.7 低渗透油田特殊开发规律	53
3 低渗透油层典型孔隙介质内微观流动模型及流动特征	57
3.1 二维运动流体基本方程	57
3.2 涡流方程	59
3.3 控制方程的离散化	61
3.4 控制方程边界条件	62
3.5 控制方程求解步骤	69
3.6 牛顿流体在扩张—收缩流道内的流动特征	69
3.7 牛顿流体在收缩—扩张流道内的流动特征	77
4 考虑固液作用典型孔隙介质内微观流动模型及流动特征	82
4.1 多孔介质内固液相互作用研究	82
4.2 多孔介质内流体的黏度	87
4.3 二维微观流动边界层流体方程组	89
4.4 二维边界层数值方程建立及其求解	93
4.5 液固作用下水在毛管内的数值计算	96
4.6 液固作用下牛顿流体在扩张—收缩流道内的流动特征	97
4.7 液固作用下牛顿流体在收缩—扩张流道内的流动特征	102

5 扩张—收缩孔隙模型的微观波及效率研究	105
5.1 地层原油的屈服应力	105
5.2 波及范围的确定方法及计算	106
6 低渗透油田开采技术	111
6.1 低渗透砂岩油藏开发特征	111
6.2 低渗透砂岩油藏开发程序	114
6.3 低渗透砂岩油藏开发井网部署	118
6.4 低渗透油田水平井开发技术	125
6.5 低渗透油田注水开发技术	130
6.6 低渗透油田压裂技术	148
6.7 低渗透油田开发的其他技术	158
参考文献	178

1 低渗透油田构造及储层特征

我国发现和探明的油气藏，具有一个鲜明的特征，就是主要集中在中、新生代陆相沉积盆地中，与世界上油气主要集中在海相沉积盆地中有着明显的差别。低渗透储层在陆相储层中占有相当大的比例，这一比例随着勘探技术及改造油层技术的提高将逐年增加。

1.1 低渗透储层成因及沉积特征

1.1.1 低渗透储层成因类型

研究低渗透储层成因，对发现和开发低渗透储层有着重要意义。通过对我国陆相低渗透储层的研究可以看出，成因是多方面的，但主要与储层沉积相及成岩作用密切相关。

1. 沉积成因

岩石颗粒的成分、大小、分选、排列、组合，胶结物的成分、含量、胶结类型等都与物源和沉积环境密切相关，这些因素均影响储层的渗透率。一般低渗透储层可由不同沉积相形成，但多属于近源沉积和远源沉积。

1) 近源沉积

储层离物源区较近，未经长距离的搬运就沉积下来，这样碎屑物质颗粒大小相差悬殊、分选差，不同粒径颗粒堆积在一起，不同粒径颗粒及泥岩充填在不同的孔隙中，使储层总孔隙及连通孔隙都大幅度减小，形成低渗透储层。冲积扇相沉积属于这一类型。冲积扇沉积是山地河流一出山口，坡度变缓、宽度扩大，加上地层滤失、水量减少、流速急速变小，河水携带的碎屑物快速堆积成扇体沉积。根据严衡文、皮广农等利用 17 个油田、7032 块样品研究的结果表明，粒度中值 10~1.5mm、均值 2.177mm、分选系数 2.01。碎屑成分中，岩屑占 70% 以上。通常以巨砾控制近源沉积扇体。在粒度概率曲线上以多段粒度概率曲线为主要特征，其曲线的总斜率小于 50° ，不易划分出粗细截点。

2) 远源沉积

储层沉积时离物源区较远，水流所携带的碎屑物质，经长距离的搬运，颗粒变细，悬浮部分增多。沉积成岩后，形成粒级细、孔隙半径小、泥质（或钙质）含量高的低渗透储层。此类储层在粒度概率曲线上多为二段式分布。此类储层在坳陷型大型盆地沉积中心广泛发育，如大庆朝阳沟油田、榆树林油田、头台油田，吉林新民油田、新立油田、大安油田、乾安油田、新庙油田等。

2. 成岩作用

碎屑岩形成低渗透储层的成因，除沉积成因以外，沉积后的成岩作用及后生作用，对储层物性起着重要作用。储层在压实作用、胶结作用以及溶蚀作用下，储层的孔隙度、渗透率

不断发生变化。

1) 压实作用

在上覆沉积物及水体静水柱压力作用下,使沉积物孔隙空间和总体积减小。随着埋藏深度的增加,上覆压力增大,砂岩的孔隙度明显减少,特别是浅层到中层,减少幅度较大,到达一定深度后减弱。常见的压实现象有:脆性矿物破裂,片状矿物压弯,塑性组分变形,以及颗粒接触面增大,由点接触变为线接触、凹凸接触、缝合线接触,使颗粒更加紧密排列,其结果使物性变差。

2) 胶结作用

由于沉积物中矿物质的沉淀作用,使散砂变成固结的岩石。同时使砂层的孔隙度、渗透率大幅度减少。常见的胶结作用有石英次生加大、碳酸盐胶结作用、硫酸盐胶结作用、沸石胶结作用。

3) 溶蚀作用

溶蚀作用是储层形成次生孔隙的主要原因。一些致密层由于溶蚀作用,能增加储层的孔隙度,可以形成低渗透储层和一般储层。最重要的可溶矿物是碳酸盐、长石和岩屑。溶蚀所需要的大量酸性水,可来自:混合黏土矿物转化释放大层间水;有机质经热转化达到成熟后,生成大量有机酸、二氧化碳和水;黏土与碳酸盐反应形成二氧化碳;长石风化成高岭石,也可生成大量 HCO_3^- 。

1.1.2 近源沉积低渗透储层特征

1. 山麓洪积扇沉积——砾岩储层

克拉玛依晚二叠世至中三叠世冲积扇砾岩储层属此类储层。该层沿准噶尔盆地西北缘沉积了厚逾 2000m 的冲积扇相为主的磨拉石建造,并形成油藏。

2. 冲积扇——辫状河沉积——砾状砂岩储层

下面以老君庙油田 M 油层的沉积特征为例加以说明。

玉门老君庙油田 M 层属此类沉积, M 层油层厚度为 60~70m, 油田在 11km^2 范围内广泛分布, 油层平均渗透率为 $22.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 是标准低渗透油层。油层岩性为棕红色的长石岩屑砂岩, 矿物成熟度低, 粒度分选差, 呈正偏态分布, 两段式正态概率曲线, 缺推移组分, 悬浮组分占 30%~50%, 沉积构造以小型槽状斜层理和块状层、递变层为主, 呈正韵律分布。M 层由三个小层组成, 自下而上为 M_3 层、 M_2 层、 M_1 层, 由冲积扇中各种微相组成。

3. 水下扇沉积——砂砾岩储层

水下扇发育于湖盆边缘浅水环境中, 由水下重力流形成的扇形砂砾岩体。吐哈盆地鄯善油田西山窑组中部砂砾岩体属水下扇沉积。根据岩性和电性特征, 分属扇中亚相和扇缘亚相。

4. 湖底扇重力流沉积

大港油田马西深层储层属湖底扇重力流典型沉积。该油藏位于黄骅坳陷盆地内部, 在燕

山褶皱带与埕宁隆起之间，紧临物源，边界断层活动强烈，岸坡短陡，持续快速下陷，导致剥蚀地区碎屑由洪水直接搬运入湖，形成重力流砂体沉积。

入湖后的重力流受水下地形的控制。马西深层紧临港东主断层，处于断槽部位，一直保持深水环境，断裂带成为陡坡带，下降侧形成湖底凹槽，碎屑物质顺坡沿槽流下，呈透镜状或椭圆状分布，形成典型的重力流水道砂沉积。

1.1.3 远源沉积低渗透储层特征

1. 河流相沉积

以大庆榆树林油田扶、扬油层为例加以说明。

榆树林油田扶扬油层为远源河流—浅湖相沉积，地层厚度 450~565m，砂泥岩互层，平均砂岩厚度约 40m，共划分为 6 个油层组 39 个小层。其砂体分布特征如下：

在纵向上砂岩分布较少，仅占 1/10 左右，一般发育 4~23 层，单层厚度为 2~5m，最大单层砂岩厚度 11.4m，总厚度为 40m。油层一般是 2~16 层，厚度为 3.3~40m，平均厚度为 17.3m。

在平面上，砂岩的厚度变化大，主力油层不稳定，非主力油层的分布更加零星。据东区开发试验区扬四组以上油层统计，钻遇可以确定砂体边界的统计结果，共 40 个砂体，其中砂体宽度小于 600m（1~2 口井钻遇）的共 37 个，占 92.5%，砂体宽度为 600~900m 的共 3 个，占 7.5%。这说明砂体宽度主要是小于 600m。

2. 三角洲相沉积

以吉林新民油田为例加以说明。

新民油田扶余油层属三角洲沉积，水下河道异常发育，是处于松辽盆地拗陷阶段第一次扩张晚期。南部的怀德—长春水系在本区注入湖区，形成了滨浅湖背景下的浅水三角洲沉积。其沉积具有如下特点：砂岩呈正韵律分布，砂岩厚度变化大，岩心中见到古生物化石及深灰色泥岩的存在，紫红色泥岩含量大于灰色泥岩含量，古植物化石极少，除河道砂岩外，伴生有小型反粒序的薄层砂，无厚层前缘砂体。

综上所述，远源沉积的砂体与近源沉积的砂体有明显的差别，且恰好相反。远源沉积的砂体在剖面上以泥岩为主，砂体占的比例很低，呈薄层零星透镜状分布，平面上呈条带状、透镜状分布，砂体极不稳定。由于岩性的变化，可形成构造圈闭或岩性圈闭油藏。而近源沉积的砂体，在剖面上以砂砾岩为主，平面上稳定分布。

1.1.4 成岩作用形成的低渗透储层特征

成岩作用对储层的物性影响极大，可以对原生孔隙充填堵塞，形成低渗透层或致密层；也可在形成低渗透层或致密层的基础上溶蚀形成次生渗透层或低渗透层，但不能改变原有砂体的形态特征。砂体分布特征受物源、沉积环境的控制，不同沉积相的砂体分布特征不同。

1. 压实、胶结作用形成的低渗透储层

例如长庆马岭油田南二区储层，主要为延安组延 10、延 9 油层。延 10 油层为典型河流相沉积，砂岩厚度一般为 10~25m，平均有效厚度为 2.4m，平均渗透率为 $2.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，油层连片性差，油砂体分散。本区有 8 个油砂体，单井控制的有 6 个，最大油砂体的面积为

3.5km²。延9油层为平原三角洲相沉积，仅有一个油砂体，油层连片性好，分布面积较大(11.1km²)，有效厚度为6.4m，平均渗透率为 $43.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。形成该低渗透储层的主要原因是压实和胶结作用。

2. 压实、胶结及溶蚀作用形成的低渗透储层

例如陕甘宁盆地，广泛分布三叠系延长组、侏罗系延安组低渗透油层，其成因主要是成岩作用强烈，造成储层储油物性差。

如延长组主要储油层段是长6油层，厚约120m，为浅灰色、褐灰色细砂岩、粉细砂岩，夹深灰色泥岩，属三角洲前缘相沉积。向东至子长一带岩性变粗，以细砂岩、中砂岩为主，夹深灰色砂质泥岩，属三角洲平原相沉积。

长6砂岩碎屑岩成分以长石为主，长石占60%，石英占25%，岩屑、云母、重矿物占15%，属岩屑长石砂岩。该油层分选好，成岩作用强烈，储层物性差，孔隙度小于11%，渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

根据埋深和镜质组反射率(0.61%~0.90%)，延长组已达到中成岩成熟期，沉积物经历了一系列成岩作用后，成分发生了很大的变化。

成岩作用导致孔隙发生变化。长6油层原生孔隙约为35%，经压实、自生绿泥石析出及压溶、长石、石英次生加大，使孔隙度下降到17.5%；再经浊沸石、碳酸盐充填，使孔隙度下降到7.1%，形成了极低渗透层；又经浊沸石胶结物及其他组分的溶蚀，使孔隙度回升到12.9%。其中，浊沸石溶孔达到5.2%。可见浊沸石的充填和溶蚀，对储层或非储层的形成起到突出作用。

1.2 低渗透储层岩性和物性特征

1.2.1 岩性特征

1. 低渗透油层的粒度参数

据7032块样品的粒度参数统计，低渗透层的粒度分布范围宽，因而颗粒混杂，分选差，悬移物质高(15%~90%)。而中高渗透油层，其粒度分布范围窄，分选好，悬移物质低(15%~30%) (表1.1)。

1) 中值

粗粒低渗透层中，砾岩油层的粒度中值为10.0~1.5mm。砾状砂岩油层的最大粒度中值为1.02~0.59mm，最小粒度中值为0.29~0.04mm。细粒低渗透层，其最大粒度中值为0.2~0.02mm，最小粒度中值为0.18~0.04mm。细砂、粉砂岩构成的低渗透层，其最大粒度中值为0.20~0.15mm，最小粒度中值为0.15~0.02mm。在深水重力流油层中，粒度中值为0.21~0.07mm。而大庆中高渗透层油层的粒度中值为0.25~0.176mm，最小粒度中值为0.125~0.016mm。可见，中高渗透层的粒度中值处于低渗透层粗粒及细粒油层粒度中值之间的最好粒级范围内(0.25~0.016mm)。由于其细粒含量低、分选好、填基少，因而渗透率高。

2) 标准差（分选性）

粒度的分选性常被用作环境标志。冲积扇和粗粒沉积物分选最差，潮坪、河流砂分选性较好，而风成砂分选性最好。将低渗透层和中高渗透层的分选性加以比较，更能显示它们的差别（表 1.1）。

表 1.1 低渗透层和中高渗透层的粒度分选性对比表

渗透层	粒级, mm	标准差 σ	偏度 SK	峰态 KG
低渗透层	粗 (>0.25)	较好—极差 (0.46~4)	极正偏 (0.52~1)	宽—很窄 (0.709~2.13)
	细 (0.25~0.1)	较差—极差 (1.04~4)	极正偏 (0.35~0.68)	中等—窄 (1.11~2.13)
	细砂+粉砂	分选较差—极差 (1.79~9)		
中高渗透层 (大庆油田)	细砂	较差—差 (1.5~2.5)	极正偏 (0.7~0.85)	窄—非常窄 (1~7)

从表 1.1 中看出，中高渗透油层，分选为较差—差，分选范围窄（1.5~2.5mm）；而低渗透层的分选为较差—极差，分选范围宽（0.46~9.0mm）。偏度均属极正偏，但中高渗透层的分布范围窄（0.15），而低渗透层的分布范围宽（0.65）；中高渗透层的峰态很窄且集中，而低渗透层峰态很宽但不集中。总之这三项参数都说明，中高渗透层的优势颗粒分选好而集中，低渗透层的优势颗粒分选差而分散。

2. 岩石的矿物成分

油气储层的岩石类型及其矿物成分，与母岩性质、风化强弱和搬运距离远近有关。来自富长石母岩区的沉积物，容易形成长石砂岩；来自高地、快速堆集的沉积物，容易形成岩屑砂岩；来自沉积岩、变质岩富石英的母岩区的沉积物，容易形成石英砂岩。一般而言，近物源区富含岩屑和长石，远离物源区，岩屑、长石依次减少，石英相对比较集中。低渗油层的岩矿成分总体有三大岩类：西部岩屑为主，东部长石为主，中间有特殊环境沉积的石英砂岩油层。

3. 碎屑颗粒形态和颗粒接触关系

1) 颗粒形态

油层砂岩的颗粒形态是碎屑岩最显著的特征之一，它包括圆度、球度和形状三方面的内容。三者之中，以圆度最为重要，是描述的主要内容，其他两种只有在特殊要求下，才加以描述。

2) 岩石颗粒的接触方式

岩石颗粒的接触方式分为：飘浮颗粒；颗粒呈点状接触；颗粒呈线接触；颗粒呈凹凸接触；颗粒呈缝合线接触。颗粒的接触方式取决于成岩历程。当沉积物埋藏之后，随着上覆压力增加和温度变化，颗粒由飘浮到点接触，线—凹凸接触的变化。据丘陵油田 9 口井 331 块样品的统计结果列于表 1.2。

表 1.2 丘陵、安塞油田颗粒关系统计表

井深 m	层位	飘浮 %	点 %	线 %	点—线 %	点—凹凸 %	线—凹凸 %	凹凸 %	样品数
2086~2535.6	J ₂ S	3	20.3	14.3	15.8	3.5	41.4	1.9	266
3113.71~3301.72	J ₂ X	1.5	13.8	6.7	4.6	7.7	52.3	13.8	65
安塞油田	长 6	45	55						

表 1.2 中所列的数字表明，深度与颗粒间的接触关系十分明显。以带凹凸型接触为例，J₂S 占 46.8%，加深至 J₂X，此类接触占 73.8%。说明丘陵油田 J₂X 油层比 J₂S 油层致密而坚硬，其中 J₂X 平均渗透率为 $(1.88 \sim 8.65) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，J₂S 平均渗透率为 $20.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4. 胶结物和胶结类型

砂岩中的胶结作用，是指颗粒间彼此连接过程，它反映岩石颗粒间填隙物和沉淀物在颗粒间溶解和沉淀的总面貌。

低渗碎屑岩中的胶结物含量一般在 11.66%~25.26%之间，平均含量为 16.6%。胶结物共有六大类，即黏土矿物、碳酸盐、硫酸盐、硅酸盐、沸石类和铁质类。油层中的胶结物含量越高，物性越差，微孔发育、束缚水饱和度高，在低渗透油层中更是如此。

黏土矿物是最重要的胶结物质，总平均含量为 8.91%。黏土矿物的成分主要有蒙脱石、伊利石、高岭石、绿泥石及少量混层矿物。

油层砂岩中的胶结类型与沉积方式和胶结物含量及成岩压实作用有关。胶结类型有基底型、孔隙型、接触型、薄膜型和镶嵌型，以及过渡胶结型。它是疏松岩石逐渐固化，变为坚硬而致密岩石过程中出现的。一般来讲，在中高渗透油层中，胶结类型比较简单，以孔隙型为主；但在低渗透油层中，胶结类型比较复杂。在统计的 21 个油层中，孔隙型胶结占 18.52%，接触—孔隙型胶结占 25.93%（二者共计占 44.45%），接触型胶结占 22.22%，孔隙—接触型胶结占 11.11%（二者共计占 33.33%），孔隙—基底型占 7.41%，孔隙—薄膜型占 7.41%，镶嵌型胶结占 7.4%，可以看出，低渗透砂岩油层的岩石胶结类型以孔隙型和接触型为主，二者共计占 77.78%。

1.2.2 物性特征

1. 孔隙度

据 32 个油层组（包括个别井组）、12120 块样品的统计，孔隙度平均值为 18.55%，最大孔隙度为 30.2%，最小孔隙度为 1.2%。就油层孔隙度分布而言，平均孔隙度小于 10% 的油层组占 6.67%，平均孔隙度为 10%~15% 之间的油层占 43.33%；平均孔隙度在 15%~20% 之间的油层占 36.67%；平均孔隙度大于 20% 的油层占 13.33%，显示出低孔的特点。

2. 渗透率

在统计的 12120 块样品、32 个油层组中，就油层组而言，平均渗透率在 $(100 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的油层占 6.25%（老君庙 M₁ 油层、枣园油田孔二段 11 油组）；平均渗透率在 $(50 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的油层占 37.50%（丘陵油田 J₂S₂₊₃、老君庙 M₂ 油层、枣园油田

孔二段、马西深层板Ⅱ+Ⅲ油组、牛庄油田沙三下段、朝阳沟油田扶余油层、新立油田葡萄
花油层、留西油田沙三下1油组、尕斯库勒油田 E_3^1 油藏)；平均渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的
油层占 56.25% (克拉玛依下乌尔禾组、彩南油田 J_2S ，火烧山平二、三段，丘陵油田 J_2X
鄯善油田 J_2S 、 J_2X ，老君庙 M_3 油层，高尚堡沙三⁵，枣园油田孔二段Ⅳ油组，牛庄油田沙三
中，渤南油田沙三⁵⁻⁹，榆树林油田扶余油层，扶杨油层，新民油田扶余油层，安塞油田长
6¹油层)；后两者合计占 93.75%。32 个油层组 (包括井组) 均属低渗透油层。其中仍有中
高渗透油层，表明渗透性的非均质性较强。

3. 孔隙度与渗透率的关系

就一般油层物理性质而言，孔隙度大的样品，其渗透率相对也大。由于孔隙度的变化范
围较窄 (小于 47.6%)，而渗透率的变化范围较宽，相差数十倍，虽有许多文献资料报导过
孔隙度和渗透率之间呈线性关系，但它们之间的定量关系是不清楚和多变的。各油田做出的
孔隙度和渗透率关系曲线，其趋势是相似的，而绝对值可以不同。

应用 32 个油层组或井组的平均孔隙度和渗透率的算术平均得到的关系式为

$$\phi = a \log K + b$$

式中 a 和 b 是常数。因其使用的数据数量不同，各油田的常数也不同。因此，各油田均按自
己油层的试验数据，导出各自的关系经验公式。

4. 孔隙度和渗透率的校正

一般常规岩心分析出的是地面条件下的物性参数，不能代表地下值，在油田开发设计
中，需校正为地层条件下的孔隙度和渗透率才可使用。

多年来，油田物性专家实验证明，孔隙度和渗透率随着上覆压力的增加，测定值减小，
变化趋势并非一条直线，而是指数函数曲线，确定这类非线性关系的指数函数的方法为非线
性回归分析。它的通用式为

$$y = ae^{-bx}$$

对孔隙度和渗透率作压实校正时，最好是根据大量的实测样品值，建立与对应岩样实际
深度值之间的相关关系式。采用最小二乘法拟合其实测数据，以确定函数式中的各个系
数值。

1) 孔隙度的压实校正

我国石油及天然气储量计算方法规范中，已根据大量的实验资料，导出有效孔隙度压实
校正的经验公式为

$$\phi_F = 0.8368 \phi_S^{1.0427}$$

式中 ϕ_F ——地层孔隙度，%；

ϕ_S ——地面孔隙度测定值，%。

2) 渗透率的压实校正

已知在三轴向压力下测得的渗透率，校正为地层条件下的渗透率，其经验公式为

$$K_{gr} = K_{gs} \exp\{-\alpha_K [1 - \exp(-\lambda \sigma)]\} \quad (1.1)$$

式中 K_{gr} ——有效上覆压力 (σ) 下的岩样空气渗透率；

K_{gs} ——有效上覆压力 ($\sigma = \sigma_{\min}$ 时) 的岩样空气渗透率；

α_K ——岩样渗透率变化系数 (常数)；

λ ——可以事先根据油田的实际情况确定, 经验值为 0.0484。

其相关系数为 0.9965~0.9999。

校正时, 对式 (1.1) 取对数回归实验数据, 可得出不同岩样的相关式。通用式为

$$\ln K_R = \ln K_S - \alpha_K [1 - \exp(-0.0484\sigma)] \quad (1.2)$$

显然, 式 (1.1) 是通用的, 式 (1.2) 则对不同岩样的系数 α_K 是不同的。

1.3 低渗透油田流体、压力和能量特征

1.3.1 原油性质特征

我国低渗透油田原油性质一般都比较好, 其特点是密度比较小、黏度低、含胶质和沥青质少, 另外凝点比较高、含蜡量比较多, 具体数据如下:

(1) 地面原油密度: 最小为 $0.83\text{g}/\text{cm}^3$ (文东盐间层), 最大为 $0.89\text{g}/\text{cm}^3$ (火烧山油田), 一般为 $0.84\sim 0.86\text{g}/\text{cm}^3$ 。

(2) 脱气原油黏度 (50°C 时): 最低为 $4.8\text{mPa}\cdot\text{s}$ (文东盐间层), 最高为 $57\text{mPa}\cdot\text{s}$ (火烧山油田), 一般为 $7\sim 33\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

(3) 地层原油黏度: 最低为 $0.38\text{mPa}\cdot\text{s}$ (马西深层), 最高为 $10.4\text{mPa}\cdot\text{s}$ (朝阳沟油田), 一般为 $0.7\sim 8.7\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

(4) 原油凝点: 最低为 11°C (火烧山油田), 最高为 36°C (乾安油田), 一般为 $16\sim 33^\circ\text{C}$ 。

(5) 原油中胶质及沥青质含量: 最少为 2% (马岭油田), 最多为 21% (老君庙油田 M 油层), 一般为 3%~19%。

低渗透油田原油性质比较好, 包括两方面的特点:

(1) 低渗透油田原油一般都属于正常原油, 亦即通称的稀油, 基本上没有稠油。稠油 (黏度大于 $500\text{mPa}\cdot\text{s}$) 一般都储藏于高渗透油层 (大于 $500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$) 之中。

(2) 在同一油田范围内, 低渗透储层一般埋藏较深, 其原油性质通常比埋藏较浅的高渗透储层要好。比较典型的如辽河油区欢喜岭油田的杜家台油层, 该油层在欢 12 断块埋藏深度为 $2100\sim 2600\text{m}$, 渗透率为 $25\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 地面脱气原油密度为 0.846, 50°C 时黏度为 $6.9\text{mPa}\cdot\text{s}$; 在另一个断块——锦 99 埋藏深度为 1420m , 渗透率为 $4300\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 地面脱气原油相对密度为 0.943, 50°C 时黏度为 $331\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。大港油区枣园油田也有同样情况。

在同一个油田范围内原油性质由深部向浅部之所以变差, 是油气在运移、聚集过程中多种物理化学作用造成的。主要如油气在二次运移 (主要指油气离开生油层后由下部向上部的运移) 过程中, 受到水洗氧化作用和生物降解作用; 油气在聚集后继续有分子扩散作用。这些作用的结果, 使原油中的轻质成分减少, 重质成分增加, 所以上部油层中原油性质一般都比较差。

大港油区北大港油田含油层位多, 分布井段长, 其原油性质从下到上逐渐变差, 具有典型代表性, 见表 1.3。

有些油田原油性质从深部油层 (一般渗透率低) 向浅部油层 (一般渗透率高) 变差表现比较明显。另外有的油田油层层位相同, 埋藏深度也相同, 但低渗透区块原油性质好, 高渗

表 1.3 北大港油田原油性质表

地 层			原 油 性 质				
系	组	段	密度 g/cm ³	黏度 mPa·s	含蜡量 %	凝点 ℃	含胶质沥青质 %
新近系	明化镇	明一	0.9322	112.6	6.1	-15.3	12.6
		明三	0.9184	62.7	8	-13	15.6
		明四	0.8991	29.8	9	2.8	12.6
	馆陶组	馆一	0.8878	18.3	9.2	16	9.2
		馆二	0.8777	62	11.9	21	12.3
		馆三	0.8695	25.6	14.1	24.8	9.8
		馆四	0.8564	11.7	14.8	30.5	7.2
古近系	东营		0.8411	4.99	16.37	25	8.67
	沙河街	沙一、二	0.8538	7.59	18.26	21	9.66
		沙三	0.828	2.87	12.49	23	5.66

透区块原油性质差，区别也很明显。例如大港油区枣园油田南北断块，开发层位同是孔一段油层，埋藏深度都在 1900m 左右，但南断块油层渗透率较低 ($130 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)，原油性质相对较好（地面脱气原油相对密度为 0.893），北断块油层渗透率高 ($1290 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)，原油性质变差（地面脱气原油相对密度为 0.923）。

相同层位、相同深度的油层，之所以中低渗透区块原油物性较好、高渗透区块原油物性较差，除原油运移过程中的物理化学作用差别外，主要是因为高渗透油层扩散作用比较强烈。据分析，物质的扩散作用只能以分子方式进行。烃类的扩散主要发生在碳原子 $C_1 \sim C_{10}$ 的组分范围间，因而扩散作用的结果，使原来烃类液体中轻质组分减少，重质组分增加。高渗透油层扩散作用比低渗透油层强烈，所以高渗透储层的原油性质一般比中低渗透油层要差，密度增大，黏度增高。

1.3.2 地层压力特征

通常情况下，油田地层压力接近于相同深度的静水柱压力，压力系数约等于 1。

但我国许多异常高压油田都属于低渗透油田，特别是压力系数大于 1.4 的超高压油田全都是低渗透油田。由此可见，低渗透油田与异常高压有比较密切的关系。

异常高压大体上可分为两种类型：一种与地层沉积和欠压实有关；另一种与构造作用有关。

1. 与地层沉积和欠压实有关的异常高压

在持续沉降的盆地中，下部沉积物在上覆沉积物负荷的作用下，不断压实，在压实过程中沉积物孔隙度不断减少，孔隙中的流体（主要是水）不断排出，体积密度不断增大，再加上胶结等作用，最后固结成为岩石。

在压实过程中，如果流体能够不断排出，孔隙度能够随上覆沉积物负荷的增加而相应减小，则孔隙流体基本上保持静水柱压力，此时称为正常压实，压力也属于正常压力，压力系数接近于 1.0。如果由于某种原因的影响，如盆地的快速沉降、岩性的低渗透、地下的水热作用、成岩过程中黏土矿物的脱水作用、烃类气体的生成、自生矿物的形成和胶结作用等，

使孔隙中流体排出受到阻碍，孔隙度不能随上覆沉积物的增加而相应减小，这时排不出去的孔隙流体就要承受一部分本来应由岩石颗粒支撑的有效压应力，从而使孔隙流体具有异常高压。这样的地层称为欠压实地层，地层压力称为欠压实型的异常高压。

2. 与构造作用有关的异常高压

在地层沉积以后，由于构造运动和断裂作用，使地层受到挤压和整体抬升，当地层压力尚未调整平衡，仍保持原来的压力时即固结成岩，其地层压力高于静水柱压力，这时称为与构造作用有关的异常高压。另外，当地层已正常压实后，由于水热、烃类气体生成以及黏土矿物转化等作用的影响，也可以产生异常高压，这种异常高压也与欠压实没有直接关系。

上述两种异常高压类型也不全是决然分开的，往往两种特征兼而有之。不过一般来讲，新生代盆地以第一种类型即欠压实异常高压为主，古生代盆地以第二种类型即构造作用异常高压为主。

我国不同类型盆地其异常高压状况也不相同，特征表现的比较明显。主要有以下几种类型。

(1) 东部渤海湾盆地主要为欠压实型异常高压。

渤海湾盆地为新生代裂谷拉张型断陷盆地。按其特征可能形成欠压实型异常高压，这与实际情况吻合较好。

据 1990 年资料统计，在胜利、中原、冀中、大港和冀东 5 个油区中，压力系数大于 1.1 的异常高压油藏（区块）共有 22 个。其中只有一个为下第三系上部的东营组地层（冀东高尚堡油田东营组油藏），其余全是下第三系中部的沙河街组油层。这与沙河街组的沉积和岩性特点一致。

22 个异常高压油藏（区块）中，有 15 个油藏（区块）为渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的中低渗油层，占总数的 68%，特别是压力系数大于 1.4 的 5 个超高压油藏全是低渗透油层。具体数据见表 1.4。

表 1.4 超高压油藏数据表

油 田	开采层位	埋藏深度 m	孔隙度 %	渗透率 $10^{-3} \mu\text{m}^2$	油层原始压力 MPa	压力 系数	油层温度 ℃
大港马西深层	沙一	3900	13.6	10	56.4	1.47	148
大港马东深层	沙一	3656	16	22	53.8	1.5	143
大港联盟	沙一	3844	16	1.8	54.3	1.43	142
中原文东盐间层	沙三	3400	16.8	29.2	60.5	1.78	130
胜利牛庄	沙三	3050	16	4.4	45.5	1.5	117

渤海湾盆地以及东部地区其他几个油区，如大庆、吉林、辽河、河南和江苏等，异常高压油藏（区块）很少或没有。

(2) 西部酒西和准噶尔等盆地主要为构造作用型异常高压。

我国西部地区主要为挤压拗陷型盆地，由于挤压和逆冲断层的作用，容易形成非欠压实的、与构造作用有关的异常高压，这在酒西盆地和准噶尔盆地表现得十分明显。

酒西盆地玉门油区的主要油田（老君庙油田和鸭儿峡油田）和主要油层（“L”层和“M”层）都是异常高压油藏。异常高压的程度与油层性质没有明显关系。例如老君庙油田“L”油层埋藏浅（790m）、渗透率高（ $620 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ），压力系数为 1.2，而“M”油层埋

藏较深(810m)、物性差(渗透率为 $24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)，压力系数(1.17)反而较低。

准噶尔盆地也是类似情况。克拉玛依油田共有 54 个开发单元，绝大部分开发单元(49 个，占 90%)压力系数都大于 1.1，属于异常高压油藏。其中 18 个单元压力系数大于 1.4，为超高压异常。

这里的异常高压程度——压力系数与油层渗透率没有明显关系，有些相近的油藏，高渗透层的压力系数很高，低渗透层的压力系数反而低。例如八区 T_2^1 开发单元，油层渗透率为 $295 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，压力系数高达 1.51，而同一开发区的 T_2^2 开发单元，油层渗透率为 $16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，压力系数仅 1.04，属正常压力程度。

初步分析，克拉玛依油田的异常高压不属欠压实类型，与油层渗透率高低(一般欠压实地层渗透率都低)也没有直接关系，主要与逆冲断层的挤压等作用有关。

(3) 中部陕甘宁盆地。

陕甘宁盆地情况有些特殊，大多数油田都为异常低压油藏。全盆地 14 个油田(不包括延长油区)中，除马岭相邻的 3 个油田为正常压力外，其他 9 个油田都为异常低压油藏，压力系数最高的为 0.88(马坊油田)，最低的只有 0.77(油房子油田)，平均压力系数为 0.835。

一般来讲，异常低压主要与盆地的隆升、地层降温、降压、孔隙流体体积的收缩和烃类的逸散有关。

陕甘宁盆地在三叠系沉积后受印支运动影响，整个盆地抬升并遭受剥蚀，随后的侏罗系地层沉积或超覆在古地貌之上。另外陕甘宁盆地油层温度与东部地区油田比较相对较低，这些条件可能是形成异常低压的主要原因。

1.3.3 驱动能特征

我国低渗透油田基本上都是低饱和油田，但饱和程度差异较大，有的油田饱和程度高，原油溶解气量多，如克拉玛依油田八区乌尔禾组油层，原始油层压力为 35.9MPa，饱和压力是 30.5MPa，原始气油比为 $196 \text{m}^3/\text{t}$ 。多数低渗透油田饱和程度较低，原油中溶解气量较少，如吉林新民油田，原始地层压力 12.9MPa，饱和压力为 3.3MPa，原始气油比仅为 $15 \text{m}^3/\text{t}$ 。

绝大部分低渗透油田都属于构造—岩性圈闭或完全岩性圈闭油藏，再加上储层性质差，渗透率低，边底水能量微弱，对油藏驱动作用很小。

从以上情况可以看出，我国低渗透油田主要为弹性驱动油藏。弹性能量的大小依各油藏的地质特征和饱和程度的高低而有所不同，差异比较悬殊。弹性采收率与地饱压差的关系最为密切，地饱压差越大，弹性采收率越高。

总的看来，我国低渗透油田的弹性能量较小，除几个超高压油田计算的弹性采收率(6%~9%)较高外，多数油田都很低，只有 0.2%~3.2%，平均弹性采收率为 1.27%。对这样的油田一般需要采取补充能量的开发方式，才会取得较好的开发效果和较高的采收率。

1.4 低渗透砂岩油藏地质特征

油田开发规划研究，必须建立在地质研究和评价基础上，深刻了解油田储层的地质特点是开发油田的基础。由于低渗透油藏的开发有其特殊性，所以应对地质特点进行更为细致的