

油气藏渗流理论与开发技术系列

薄互层低渗透油藏 压裂开发渗流理论与技术

朱维耀 王增林 李爱山 高 英 岳 明 著



科学出版社

油气藏渗流理论与开发技术

薄互层低渗透油藏压裂开发渗流 理论与技术

朱维耀 王增林 李爱山 高 英 岳 明 著

科学出版社

北 京

内 容 简 介

本书通过实验、计算、理论推导和实际应用相结合的方法,建立薄互层低渗透油藏压裂开发渗流理论和技术。本书分别论述薄互层低渗透油藏开发的地质表征、开发特征、非达西渗流规律、有效动用渗流理论、压裂开发非线性渗流理论、压裂混合井网非线性渗流理论、水力压裂起裂-扩展模型、裂缝扩展理论、水平井压裂优化设计方法、仿水平井压裂优化设计方法、井网压裂优化设计方法、非均质油藏矢量井网优化布井开发方法,并在实际油田中得到了应用。

本书适合石油工程技术人员、科学技术工作者、石油院校教师、大学生、研究生阅读。

图书在版编目(CIP)数据

薄互层低渗透油藏压裂开发渗流理论与技术/朱维耀等著. —北京:科学出版社,2016.6

ISBN ISBN 978-7-03-049225-8

I. ①薄… II. ①朱… III. ①薄互层-低渗透油气藏-油田开发-研究
IV. ①TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 147115 号

责任编辑:耿建业 武洲 / 责任校对:桂伟利
责任印制:肖 兴 / 封面设计:耕者设计工作室

科学出版社出版

北京东黄城根北街 16 号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

北京通州皇家印刷厂印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2016 年 6 月第 一 版 开本:720×1000 1/16

2016 年 6 月第一次印刷 印张:21 1/2

字数: 426 000

定价:128.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

前 言

我国薄互层低渗透油藏占低渗透和特低渗透油藏的 60%，储量非常大。薄互层低渗透油藏是低渗透油藏中最难开采的油藏，有效开发难度大，迫切需要有薄互层低渗透油田开发的渗流理论指导，以期给出开采规律性的认识。鉴于理论和实际的需要及读者的要求，特写此书奉献给广大读者。

本书是作者在跟踪国内外低渗透渗流理论研究的基础上，多年来，通过大量的理论、室内实验、数值模拟方法研究，并与生产实践相结合所形成的新理论和新方法，是一部反映最新科技研究成果的书籍。本书解决了目前对薄互层低渗透油田开发中认识不足的问题。希望书籍的发行对薄互层低渗透油田的开发能够起到推动作用。

本书共 15 章，第 1 章介绍薄互层低渗透油藏开发的地质表征；第 2 章介绍薄互层油藏开采特征；第 3 章阐述薄互层低速非达西渗流规律；第 4 章阐述薄互层低渗透油藏有效动用渗流理论；第 5 章重点阐述薄互层低渗透油藏压裂开发非线性渗流理论；第 6 章重点阐述薄互层压裂混合井网非线性渗流理论；第 7 章阐述水力裂缝起裂-扩展物模实验，第 8 章详细阐述薄互层裂缝扩展理论；第 9~12 章分别阐述水平井压裂优化开发方法、仿水平井压裂优化开发方法、薄互层井网压裂优化开发方法，以及非均质油藏矢量井网优化布井开发方法；第 13~15 章分别阐述薄互层低渗透油藏压裂开发在胜利油田、吐哈油田、玉门油田的现场应用情况。

目前已出版的渗流理论、油气藏工程类图书很少涉及上述部分内容，因此希望本书能为石油科技、工程技术人员、大专院校师生在油气藏的开发学习和应用中起到积极的作用。

由于时间仓促及作者水平有限，书中不妥之处在所难免，恳请读者批评指正。

作 者

2015 年 10 月 15 日

目 录

前言	
第 1 章 薄互层低渗透油藏开发的地质表征	1
1.1 薄互层低渗透油藏的特点及分类	1
1.2 薄互层低渗透油藏储层特性和流体性质	3
第 2 章 薄互层油藏开采特征	6
2.1 薄互层低渗透油藏产能递减规律	6
2.2 薄互层低渗透油藏注采关系	8
第 3 章 薄互层低速非达西渗流规律	12
3.1 薄互层低渗透储层微观渗流机理	12
3.2 薄互层低渗透油藏启动压力梯度	19
3.3 薄互层低渗透油藏相渗规律	27
第 4 章 薄互层低渗透油藏有效动用渗流理论	34
4.1 启动压力梯度与驱替压力梯度预测方法	34
4.2 薄互层油藏压裂开发有效动用渗流数学模型	44
第 5 章 薄互层低渗透油藏压裂开发非线性渗流理论	88
5.1 薄互层非均质参数表征	88
5.2 薄互层低渗透油藏开发流固耦合非线性渗流数学模型	96
5.3 薄互层直井压裂开发非线性渗流数学模型	99
5.4 薄互层水平井压裂开发非线性渗流数学模型	102
5.5 薄互层大斜度井压裂开发非线性渗流数学模型	116
第 6 章 薄互层压裂混合井网非线性渗流理论	118
6.1 薄互层井网压裂开发稳定渗流数学模型	118
6.2 薄互层井网压裂开发不稳定渗流数学模型	121
6.3 薄互层井网压裂开发两相渗流数学模型	126
6.4 薄互层油藏快速数值模拟方法	140
6.5 薄互层压裂开发产量变化影响规律	149
第 7 章 水力裂缝破裂-扩展物模试验	161
7.1 试验装置及试验过程	161
7.2 岩心制备	163
7.3 试验方案与步骤	164

7.4	试验结果分析	165
7.5	认识及应用	170
第8章	薄互层裂缝扩展理论	171
8.1	薄互层复合材料力学特征	171
8.2	薄互层压裂裂缝非平面起裂-扩展模型	177
8.3	薄互层压裂裂缝垂向非平面扩展规律与控制因素	190
第9章	水平井压裂优化开发方法	200
9.1	水平井适应性筛选	200
9.2	水平井产能预测	203
9.3	厚度下限的确定	214
9.4	水平井井网优化设计	220
第10章	仿水平井压裂优化开发方法	249
第11章	薄互层井网压裂优化开发方法	255
11.1	薄互层分层适配井网压裂	255
11.2	薄互层井网型式与压裂系统优化组合	264
11.3	井网产能影响因素分析	273
第12章	非均质油藏矢量井网优化布井开发方法	279
12.1	矢量井网影响因素分析	279
12.2	水驱控制程度的计算	286
12.3	矢量井网整体压裂产能预测模型	288
第13章	胜利油田现场应用	295
第14章	吐哈油田现场应用	308
第15章	玉门油田现场应用	321
参考文献		331

第 1 章 薄互层低渗透油藏开发的地质表征

1.1 薄互层低渗透油藏的特点及分类

地质学上狭义上的薄层是指储层的厚度薄、单一,层与层之间由较厚的非渗透层分开,储层厚度一般小于 1.5m,如单期沉积的三角洲前缘席状砂体^[1~3]。薄互层油藏是指在纵向上储层(砂岩)与非储层(泥、页岩)相互交替出现且厚度均较小的一种沉积类型(图 1.1),薄互层分布有一组占绝对优势结构面(如层面等)的岩体,垂直方向上呈现频繁的软硬交替^[4~7]。

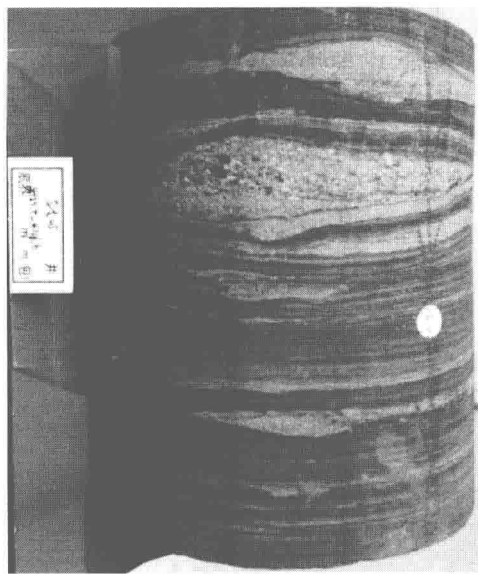


图 1.1 薄互层岩样

薄互层低渗透油藏一般是指储层空气渗透率小于 50mD 的油藏,近几年低渗透在新增探明储量中所占的比例越来越大,已经成为增储建产的主要组成部分。薄互层低渗透油藏所占比重也越来越大,仅胜利油田探明薄互层低渗透储量占探明低渗透油气资源占总油气资源的 44%以上,能否有效地对薄互层低渗透油气资源进行开发利用,对我国的能源接替起着重要作用。薄互层低渗透储层具有砂泥交互、低渗透率、低孔隙度、储层非均质性强的特点,在开发设计过程中存在很大的

难点和矛盾,需要我们研究渗流机理,并在开发实践中不断总结经验。

为了综合认识油层内部结构特征,为合理开发和提高最终采收率提供依据,有必要对薄互层低渗透储层进一步细化分类,不同国家和地区对低渗透油田的划分标准并不是十分统一的。根据储层性质和油田开发技术经济指标划分,美国将渗透率 $\leq 100\text{mD}$ 的油田称为低渗透油田,苏联的标准是 $50\sim 100\text{mD}$ 以下,而我国一般将渗透率在 50mD 以下的油田称为低渗透油田。按照不同的标准,有以下几种划分方法。

1. 按渗透率分类

按渗透率为标准划分薄互层低渗透储层是目前国内外较为常用而且被认同的方法,以渗透率为基本标准,结合微观结构参数、驱动压差、排驱压力、储集层比表面积、相对分选系数、变异系数,将低渗透储层划分为六类,具体如下。

(1) I类:一般低渗透。

油层渗透率为 $10\sim 50\text{mD}$,这类储层的主要特点是,主流半径较小,孔吼配位低,属中孔、中细组合型的油层,驱动压力低,流动能力较差,开采较容易。

(2) II类:特低渗透。

油层渗透率为 $1\sim 10\text{mD}$,这类储层的平均主流半径小,孔隙几何较前者为差,相对分选系数好,孔喉配位低,属于中孔微喉,细喉组合的油层。驱动压力大,难度指数大,流动能力差,比表面积大,储渗参数低,不易开采。

(3) III类:超低渗透率。

油层渗透率为 $0.1\sim 1\text{mD}$,该类储层特点是平均主流吼道半径小,孔隙几何差,相对分选系数好,孔喉配位少,属小孔细微喉组合。驱动压力大,流动能力差,开采难度大,比表面积大,吸附滞留多,水驱油效率低。

(4) IV类:致密层。

油层渗透率为 $0.1\sim 0.01\text{mD}$,油层表面性质属亲水,驱油效率低。

(5) V类:非常致密层。

油层渗透率为 $0.01\sim 0.0001\text{mD}$,这类储层的显著特点是中值压力高,是非常差的储层。

(6) VI类:裂缝-孔隙。

油层特征是,测试样品上,肉眼看不出为裂缝,岩石非常致密。

2. 按孔隙结构分类

孔隙结构的好坏,直接影响储层物性的优劣。孔隙结构除了利用铸体薄片或孔隙铸体直接观察外,毛管压力曲线在一定程度上间接反映了储层孔隙类型、孔喉大小分布、孔喉分选,孔喉连通性等结构特征^[8,9]。毛管压力曲线的形态主要受孔

隙喉道的分选性和喉道大小所控制,分选越好,毛管压力曲线中间的平缓段越长,越接近与横坐标平行,喉道越大,大喉道越多,则曲线越向坐标的左下方凸出;相反,喉道越小,越凸向右上方。赵虹^[10]等根据毛管压力曲线形态结合物性参数、空隙发育的不同将北山盆地群砂岩储层分为四类,具体如下:

I类(中喉型):此类曲线偏向图框左边中下部,有明显的宽平台且上凹, $P_d < 0.05\text{MPa}$, $C_{50} > 1\mu\text{m}$, $S_{\min} < 10\%$,粗歪度,孔喉分选性好。

II类(较细喉型):此类曲线大致在图框对角线位置,有较明显的平台且上凹, P_d 为 $0.05 \sim 1\text{MPa}$, C_{50} 为 $0.1 \sim 15\mu\text{m}$, $S_{\min}$ 为 $10\% \sim 20\%$ 。较粗-略粗歪度,孔喉分选较好。

III类(细喉型):此类曲线偏向图框右边中上部平台不明显或略显, P_d 为 $1 \sim 5\text{MPa}$, C_{50} 为 $0.1 \sim 0.01\mu\text{m}$, $S_{\min}$ 为 $20\% \sim 40\%$ 。细歪度,分选较差。

IV类(致密型):此类曲线偏向图框右上角,平台较窄且上凸明显, $P_d > 5\text{MPa}$, $C_{50} < 0.11\mu\text{m}$, $S_{\min} > 40\%$ 。细歪度,分选差。

1.2 薄互层低渗透油藏储层特性和流体性质

对薄互层低渗透油田的储层特征和流体特点归纳为以下几点。

1. 沉积特征

薄互层主要为滩坝砂和部分浊积岩^[11,13]。其沉积特征主要如下:

滩砂主要以粉砂岩、泥质砂岩、砂质泥岩及泥岩沉积为主,具有单砂层厚度薄、泥岩夹层频繁发育的特点,见图1.2。发育有微细水平层理,常见有冲洗交错层理、波状-微波状层理、低角度楔状层理、透镜状层理。灰质含量较高,一般为 $15\% \sim 30\%$ 。

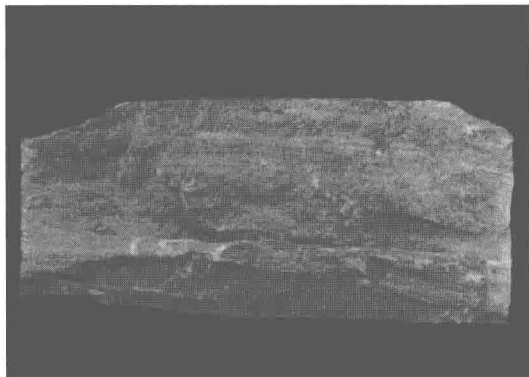


图1.2 滩砂岩样图

坝砂主要以粉砂岩、细砂岩、粉细砂岩、砂质泥岩及泥岩沉积为主,具有单砂层厚度大、泥岩夹层薄的特点,见图 1.3。下部发育多种波浪成波痕层理,如浪成沙纹层理、波状层理等,上部发育平行层理、小型交错层理、楔状层理和块状层理等。灰质含量较低,小于 15%。



图 1.3 坝砂岩样图

2. 岩性特征

薄互层岩石类型主要以长石砂岩为主,含泥质。颜色多为棕褐色,岩性致密。岩石矿物主要有长石和石英,胶结物为泥质、钙质,泥钙质分布不均,胶结类型主要为孔隙式、接触式胶结。

3. 储层物性特征

薄互层纵向含油井段油层多,分层多。单层厚度小,但砂体厚度为 1~8m,平面分布范围广。隔层厚度也薄,一般小于 5m。薄互层储集空间以原生粒间孔隙为主,长石溶蚀孔隙发育,储层孔隙度为 2.6%~19.2%,渗透率为 $(0.22 \sim 84.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔低渗储层。实测高压压汞中,薄互层低渗透储层,微米级孔喉系统发育。

4. 孔渗关系特征

就一般油层物理性质而言,孔隙度大的岩心,其渗透率相对也大。据多组薄互层井区的实测物性——孔渗关系统计发现,薄互层多属于低渗透储层,岩性孔喉结构复杂,多以细小孔喉为主,油气难以在其中流动。对比中高渗透岩心来说,低渗透岩心渗透率随孔隙度的增加而增加得慢(图 1.4)。

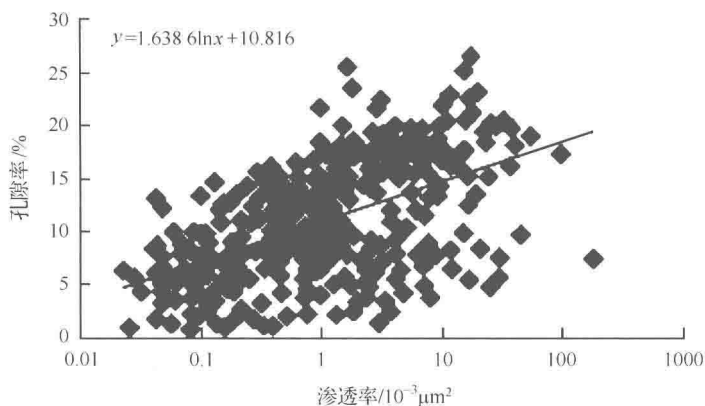


图 1.4 某区块孔渗交会图

图 1.4 为某区块的取芯井全井段的实测物性孔渗关系图,可以表示为

$$\phi = a \lg K + b \quad (1.1)$$

式中, a 和 b 为常数。各油田区块可以按照自己油层的试验数据,得到相应的经验公式。

5. 常见的薄互层岩性组合方式

常见的薄互层岩性组合方式如下:①储层厚度为 2m 以上的粉砂岩;②砂岩储层内的非均质;③厚度为 1~2m 的粉砂岩、灰质粉砂岩或灰质粉细砂岩与泥岩互层方式;④厚度为 1m 以下砂岩储层与泥岩呈薄互层方式;⑤厚度为 20cm 以下的砂层与泥岩、灰岩薄互层岩性组合(千层饼型)。

6. 原油性质好

我国低渗透油田原油具有原油密度小、黏度小、含胶质和沥青少的特点,另外原油凝固点比较高、含蜡量比较高,地面原油密度一般为 $0.84 \sim 0.86 \text{ g/cm}^3$,脱气原油黏度为 $7 \sim 33 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,地层原油黏度一般为 $0.7 \sim 8.7 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,原油凝固点一般为 $16 \sim 33^\circ\text{C}$,原油中胶质及沥青含量一般为 $3\% \sim 19\%$ 。低渗透油田原油一般都属于正常原油,也就是通称的稀油,基本上没有稠油,稠油一般都储藏于高渗透油层之中;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深较浅的高渗透储层要好。原油性质好是低渗透油田开发的一个重要的有利因素。

第2章 薄互层油藏开采特征

薄互层低渗透油田储层物性差、砂泥交互、岩性变化大、孔隙结构复杂、非均质严重、天然能量低等特点,因而决定了它在开采中有与一般中高渗透油田不同的开采特征。

2.1 薄互层低渗透油藏产能递减规律

1. 自然产能低,生产压差大,压裂后增产幅度较大

薄互层低渗透油田,由于岩性致密,孔喉半径小、渗流阻力大,所以油井自然产能低,生产压差大。根据对我国部分已开发低渗透油藏的统计,单井自然产能一般低于5t,薄互层低/特低渗透油田,油井自然产能根底,有的甚至根本不出油。但大多数薄互层低渗透油藏,在经过压裂改造后,增产幅度较大,可使原本不具备工业生产价值的油田变为可进行工业开采的油田。直井压裂、水平井多级压裂成为薄互层低渗透油田试油和开发的必需措施。

油井产量的大小,不仅取决于储油层性质的好坏,还与原油性质、油层厚度及工艺技术水平等因素有关。有少数薄互层低渗透油藏,地层压力系数高,原油中溶解的天然气量多,其油井自然生产能力相对较高,甚至压裂开采会出现自喷现象,不过其生产压差很大,采油指数仍然很低。

2. 采用天然能量开发,产量递减快,压力下降快,一次采收率低

据美国和加拿大50个低渗透油田的统计,渗透率为 $(50\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $(10\sim 50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 和 $<10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层,其一次采收率分别为14.9%、14.8%和13.1%。

通过对国内一部分低渗透油田的统计发现,依靠天然能量开采阶段,产油量的年递减率一般在25%~45%,最高达到60%;地层压力下降幅度很大,没采出1%地质储量的原油,地层压力下降3.2~4.0MPa。

薄互层低渗透油田一般天然能量都不充足,再加上孔喉半径小、渗流阻力大,能量消耗快,采用天然能量开发,产量递减快,地层压力下降快,一次采收率低。因此,我国薄互层低渗透油田基本上都采用注水保持地层压力的开采方式。

3. 无水采油期长,无水采油量

CL油田某单元自20世纪60年代投入开发,共投产油井134口,其中有无水采油期的井93口,占总投产井的69.4%,无水采油量 $13.7 \times 10^4 \text{t}$,占地质储量的13.3%。表现为两个方面:一是全面注水开发前,无水采油井比例大,无水采油期长,而且产量高;二是细分层系调整阶段,无水采油井比例小,无水采油期短,产量低。20世纪70年代无水采油井占投产井的93.3%,无水采油期为5.52年,平均单井产油量为25.26t/d;而分层系调整时,无水采油井占投产井的51.6%,无水采油期仅0.86年,平均单井产量为12.2t/d。由此可见,随着油田开发时间的延长,注水井点的不断增加,水淹面积越来越大,无水采油井所占比例越小,无水采油期越来越短,无水采油初期单井产能也逐渐降低。

4. 含水及产量变化特点符合低渗透油藏的开发特征

(1) 中低含水期,含水上升速度快,采出程度高,高含水期含水上升速度有所减缓(图2.1)。

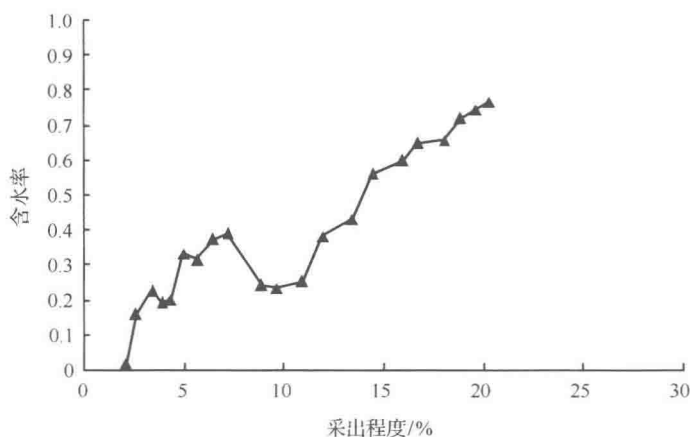


图 2.1 含水与采出程度理论曲线

(2) 产量递减规律为指数递减,平均单井产量变化表现为一降三稳四个阶段(图2.2):①低含水初期,因靠天然能量开发油田,随底层能量下降,油井供液能力变差,产量递减;②低含水中期-中含水初期,随着开井数的增加,储层动用程度增加,油井产量保持稳定;③中含水末期,随着注水井点增加,水淹面积及程度增大,油井普遍见水,产量下降一个台阶,但随着井网的不断完善,注采关系进一步合理化,使产量稳定;④高含水期,随着水淹面积扩大及水淹程度进一步提高,平均单井产量再一次下降至平稳。

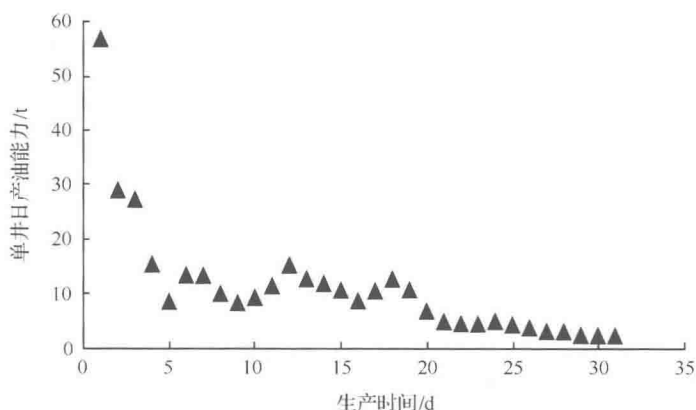


图 2.2 单井产量变化规律

造成油井产量呈一降三稳的指数递减形式,主要是由于油藏属于高压、低渗透、薄油层。全面注水开发前,因储层的高压低渗透性使产量下降快,注水开发期因储层的非均质性、薄层使油层水淹快,油井见水后无因次采液(油)指数急剧下降,而在现有的工艺技术条件 and 经济条件下,生产压差难于进一步放大,即使放大了生产压差,也会因储层有效厚度小、非均质性强导致油层水淹快,出现产液量增加量小于含水上升影响的产量。

5. 采用水平井、油井酸化、压裂是提高油井产能的主要措施

(1) 针对灰质长石粉砂岩油井,储层物性差,灰质含量高,酸化后初-中期增产效果比较明显。

(2) 针对砂泥交互油井,采用直井压裂、水平井多级压裂,压裂后产能递减初期快,稳定后具有较高产能,增产效果明显。

2.2 薄互层低渗透油藏注采关系

薄互层低渗透油田注水开发过程中比较普遍的问题如下。

1. 油井注水效果缓慢,压力、产量变化不如中高渗透油田

薄互层低渗透油田注水效果与中高渗透油田有显著的不同,油井见效时间比较晚,压力变化比较平缓,不如中高渗透油田显著、敏感,且注水井吸水能力低,启动压力和注水压力高,随着注水时间的延长,矛盾加剧,甚至注不进水。

油田油井注水见效早晚与注采井距有一定关系。例如,某油层,注采井网开始采用边外注水,后改为切割注水,最后加密为面积注水,注采井距从 500m 变为

150m。据部分见效油井统计,绘制出油井见效时间与注采井距的关系图(图2.3)。从图2.3中可以看出,注采井距为400m时,油井见水时间为9~10个月;井距为300m时,见效时间为6个月;井网加密时注采井距为200m,见效时间为4个月左右。

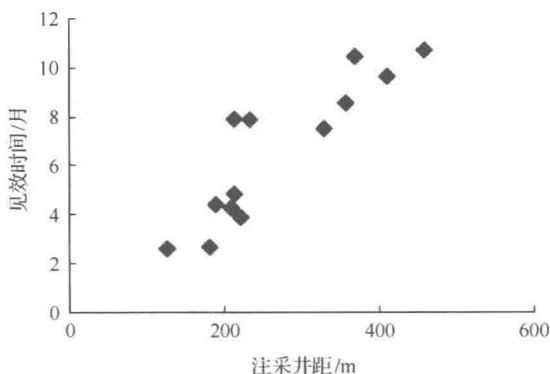


图2.3 某油层油井见效时间与注采井距的关系图

油井注水见效的早晚,还受投注时间、注水强度、注采比和油层连通程度等因素的影响。据现场试验对比分析发现,早期注水区块见效快,见效井比例大,产量恢复程度高;晚注水区块见效时间慢,见效井比例小,产量恢复程度低;注水强度大、注采比高的区块,见效状况好于注水强度小、注采比低的区块。对于薄互层低渗透油田,由于油层渗流阻力大,注水井到油井间的压力消耗多,注水井作用给油井的能量有限,所以油井见水效果不仅时间晚,而且反应比较平缓,压力、产量变化幅度不大,有的甚至恢复不到油井投产初期的产量水平,并且薄互层砂体连通性差,采用笼统注水,可能注不进。

2. 油井见水后采液(油)指数下降,稳产难度大

1) 油井见水后采液(油)指数大幅度下降,稳产难度大

低渗透油田油井见水后一个很大的特点是,采液(油)指数大幅度下降。一般到含水50%~60%时,降至最低点,无因次采液指数降到0.4左右。在含水上升和采液指数下降的双重影响下,采油指数下降更为严重,当采液指数最低时,无因次采油指数只有0.15。

从需求上讲,油井见水后应逐步加大生产压差,提高排液量,以保持产油量的稳定。但薄互层低渗透油藏由于渗流阻力大,能量消耗多,流动能力低,继续加大生产压差的潜力很小,所以油井见水后,一般产液量和产油量都大幅度下降。尽管采取调整改造、综合治理等多方面措施,但要保持全油田稳产难度很大。

2) 低含水阶段含水上升较慢,是重要的采油期
油井见水后含水率的变化规律可以用分流量方程进行描述,即

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_{rw}}{K_{ro}}} \tag{2.1}$$

式中, f_w 为含水率, 小数; μ_w, μ_o 分别为地层水、地层原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; K_{rw}, K_{ro} 分别为水相、油相的相对渗透率, 小数。

由式(2.1)可以看出油水黏度比对含水率有直接影响。图 2.4 为含水率与含水饱和度的关系曲线。从图 2.4 中可以看出, 原油黏度不同, 含水上升规律也不同。原油黏度越高, 含水率初期上升快, 后期上升慢。

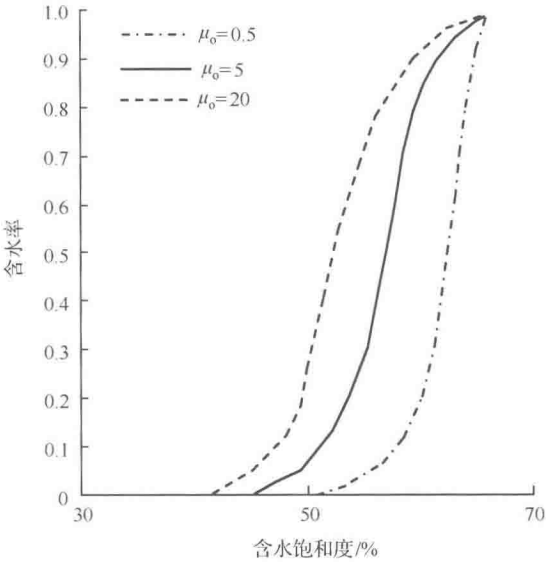


图 2.4 不同原油黏度下含水率变化图

3. 压裂后取得中高产能,压裂增产效果较好

以 F 某块为例,薄互层低渗透储层压裂增产效果较好,

1) 压裂后油井取得中高产能

压裂初期产能较高(10.6~54.8t/d),平均 35.9t/d,千米井深初产 12.8t/d,目前(平均试采 299 天)单井产量为 1.4~14.3t/d,平均 8.3t/d,千米井深 3.2t/d。

F 某块 A 井压裂后系统试井结果计算,生产压差为 7.8MPa,比采油指数为 0.67t/d · MPa,千米井深日产油 14.6t,属中高产能。

2) 压裂后自喷气长、自喷能力较强

8口井压裂后有6口井自喷,平均自喷期为196天,平均单井自喷累油2840t。

3) 平面上单井产能差异大

受滑塌浊积扇沉积相影响,不同沉积相带产能差异大。扇中压相储层物性明显好于扇缘压相,油井产能高。

受断层影响,导致泄油面积与压裂改造程度不同,远离断层的井压裂效果好、产能较高。

4) 产能递减初期快,稳定后具有较高产能

F某块呈典型低渗油藏递减特征:前4个月产量递减快,月递减率达到25.5%,4个月后产量递减减缓,月递减率为3.0%。目前日产油稳定在8t左右,稳定产能较高。

5) 目前部分井点地层压力下降较大,天然能量不足

F某块沙三段油层单一,无边底水,油藏阶段弹性产率较低,阶段弹性产率为5082t/MPa。目前部分试采井点供液不足,平均动液面1667m/口,天然能量不足。

6) 压裂增产效果明显

F某块A井试井解释结果,压裂后有效渗透率达 $38.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表现出双重介质的特性,即压裂改造能大幅度提升其渗流能力,压裂增产是有效开发该特低渗油藏的关键。其机理是通过对低渗透储层实施压裂改造措施,改变储层流体的流动方向,由原来的平面径向流改造为储层向裂缝流动的线性流,裂缝起到导流通道的作用,这样可以增大流动的压力梯度,同时又增大了渗流截面,从而达到增大渗流量,提高油井产能的目的。

F某块先后对8口井进行了压裂改造,压裂后日产油35.9t/d,平均有效期达366天。