

黄代国 等 编著

# 油藏岩心分析和采油机理 实验论文集

YOU CANG YAN XIN FEN XI HE CAI YOU JI LI  
SHI YAN LUN WEN JI



石油工业出版社

# 油藏岩心分析和采油机理实验论文集

黄代国 等编著

石油工业出版社

**图书在版编目(CIP)数据**

油藏岩心分析和采油机理实验论文集/黄代国等编著  
北京:石油工业出版社,2002.9

ISBN 7-5021-3837-4

I. 油…

II. 黄…

III. ①油藏-岩心-分析-文集

②石油开采-实验-文集

IV. TE3-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2002)第 072520 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

任丘华油潜山制图印刷有限公司排版印刷

新华书店北京发行所发行

\*

787×1092 毫米 16 开本 19 印张 480 千字 印 1—900

2002 年 9 月北京第 1 版 2002 年 9 月河北第 1 次印刷

ISBN 7-5021-3837-4/TE·2790

定价:39.00 元

## 序

石油天然气的勘探开发是一项不确定性很强的系统工程,更是一项高投入的风险项目,其风险的大小取决于对油气藏的认识程度。一个油气藏从投入勘探开发到完全枯竭往往需要几十年甚至更长的时间,它是一个主观见之于客观的实践活动。要想在油气藏发现伊始即对油气藏有一个完整的认识是很困难的。但是依据油藏工程的基本原理,利用各种室内实验手段来模拟实际的油田开发过程,以简化的机理试验结果来指导油田开发,从而制定正确的开发方案部署和相应的技术对策,降低风险、避免决策失误是十分科学也是非常有效的。

在华北油田的开发与建设过程中一直十分重视室内物理模拟实验工作。油田开发初期即组建了开发实验室,系统开展了流体性质分析、常规岩心分析、特殊岩心分析、驱替过程实验以及提高采收率的实验工作。20世纪90年代初期与有关院校合作成功地研制了地层条件下长岩心模拟实验装置,在碳酸盐岩不稳定注水开发、低渗透率油藏渗流机理和改善高含水油藏开发效果以及提高采收率等方面都获得了许多重要成果和认识,部分研究成果达到了国内领先水平,对指导华北油田的开发与建设起到了十分重要的作用。

室内物理模拟实验是一项细致、复杂又具有很强的探索性的基础工作,需要一种精雕细刻、善于思考的作风,敢于探索、勇于奉献的精神和扎扎实实的治学态度。本书主编——教授级高级工程师黄代国同志长期从事开发实验的机理研究工作,积累了丰富的工作经验,在开发室内实验研究上具有较高的学术造诣,并且培养了一批大有作为的年轻技术人员。本书是他们多年科研工作成果的汇编,更是他们致力于基础实验工作的心血结晶。

但愿通过本书的出版发行能促使油气田开发工作者更加重视油田开发基础实验工作,加强机理性研究,超前指导油气田开发工作,为提高我国油气田的开发建设水平做出贡献。

赵树栋

2001年10月8日

## 前 言

华北油田分公司勘探开发研究院开发实验室成立于1979年,经过20多年的建设与发展,目前已具备常规岩心分析、特殊岩心分析、油藏流体性质分析、砂岩和碳酸盐岩油藏采油机理模型实验以及油田实施IOR方案技术可行性的实验室实验评价等五个方面的分析实验内容的较完整的技术和较先进的试验装置。

20世纪90年代初期为了满足深层次油田开发的需要,我们研制成功了具有国际先进水平的大型模型实验装置“地层条件长岩心模型实验系统”,显著地提高了进行各种高温、高压条件下复杂采油机理模型实验的能力。针对岩心分析和分析数据应用中存在的技术难题,先后开展了诸如密闭取心饱和度分析数据校正方法、致密的旧岩心岩石原始润湿性测定方法、非稳定流法相对渗透率测算技术、岩石孔隙度和渗透率的压实作用校正方法、利用毛管压力资料计算油层原始油水饱和度分布方法、运用高速离心机同时测量多种岩样参数的方法、地层伤害机理和更接近油层条件下储层岩石潜在敏感性试验评价方法等方面的研究,极大地完善和提高了岩心分析实验技术水平。根据油田开发各阶段的需要,还开展了诸如裂缝性油藏注水(气)驱油机理、层状砂岩和碳酸盐岩油藏不稳定注水采油机理、低渗透岩石渗流特征、裂缝性油藏单元岩块自吸和重力采油机理等一系列的机理模型实验。根据油田实施提高采收率技术的需要,研究并建立了较完善的氮气驱、聚合物驱和二氧化碳驱等的技术可行性的实验室实验评价方法和实验装置。在完成本油田科研生产任务的同时,还承担了国外油田和国内兄弟油田的技术服务项目。20多年来油田开发实验室取得了许多有实用价值的研究成果,为指导油田开发提供了科学的依据。

本论文集是编著者对1979~2000年间的实验研究论文、国内外专题文献编译和技术讲座讲稿等汇集而成的,反映了华北油田分公司勘探开发研究院开发实验室20多年来的部分实验研究工作和成果,相信这些论文对专业技术人员有一定的实用价值。

本论文集是在华北油田分公司及其研究院有关领导的积极倡议和大力支持下才得以出版的。华北油田分公司赵树栋副总经理亲自审阅了全书内容并为本书写序,华北油田分公司勘探开发研究院副院长高珉同志审定了全书的内容并组织了出版工作,副总地质师赫恩杰同志审阅了部分章节内容。参加本书编写的还有张国刚、李辉、任红梅、辛守良、陆曲辰、唐先荣、李明和刘明等同志。由于本书系前后20多年间不同时间论文的汇集,加上编著者专业技术水平的限制,书中可能存在不妥甚至错误,敬请批评指正。

杨智慧、焦淑娟、李顺才、梁睿、张晓范、湛继红等同志为本书的出版做了大量的工作,在此表示衷心的感谢。

编著者

2001年10月

# 目 录

|                                       |       |
|---------------------------------------|-------|
| 裂缝性碳酸盐岩油藏注水采油特性的实验研究 .....            | (1)   |
| 裂缝性碳酸盐岩油藏注氮气增产作用机理的实验评价 .....         | (10)  |
| 任丘雾迷山组油藏控注降压开采的理论与实验研究 .....          | (17)  |
| 提高油田注水开发后期采油量的模型实验研究 .....            | (23)  |
| 应用高速离心机测定油层参数 .....                   | (43)  |
| 毛管压力曲线新的应用方法研究 .....                  | (52)  |
| 常规岩石物性数据的压实作用校正 .....                 | (63)  |
| 用非稳态恒压水驱油实验数据计算油水相对渗透率 .....          | (69)  |
| 润湿性及其对采油的影响 .....                     | (75)  |
| 储层岩样毛管压力曲线及其应用 .....                  | (97)  |
| 地层伤害机理 .....                          | (132) |
| 塔里木盆地深层—超深层油藏岩石的储集和渗流物理性质<br>.....    | (165) |
| 油水相对渗透率测定——技术标准解说 .....               | (190) |
| 岩石孔隙度和渗透率测定——技术标准解说 .....             | (198) |
| 油藏注聚合物驱的实验室评价内容和方法要点 .....            | (209) |
| 油藏注 CO <sub>2</sub> 混相驱的实验室实验评价 ..... | (220) |
| 提高采收率原理及其发展现状简介 .....                 | (261) |
| 关于油藏驱油过程物理模型实验的相似模拟理论基础 .....         | (282) |

# 裂缝性碳酸盐岩油藏 注水采油特性的实验研究\*

**摘 要** 本文简述冀中碳酸盐岩储集层的基本特性及其注水采油的主要机理,进而分析根据这种油藏特性所进行的一系列室内注水采油实验的结果,包括裂缝系统和致密岩块的注水采油特性。最后,结合龙虎庄油田矿场间歇采油试验结果的分析,阐述间歇注水采油的机理,提出在冀中碳酸盐岩油藏开展间歇注水采油提高采收率的矿场试验的建议。

## 储集层特性及注水采油的主要机理

几年来对储集层和油田开发动态的分析研究表明,冀中碳酸盐岩油藏的储油岩,实际上存在着储集空间、渗透率、孔隙度以及水驱油机理等极不相同的两种储渗系统:一是裂缝系统,二是致密的含油岩块系统。其主要特征包括以下几个方面:

### 1. 裂缝系统

这是由不同张开宽度的较大裂缝(以垂直层理的构造缝较发育)以及与之相沟通的溶蚀孔洞构成的高渗透网络系统。其渗透率高达  $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  以上,但孔隙度一般只有 1% 左右。储集空间大部分充满原油。注水采油时,裂缝系统主要靠外部注水压力梯度的作用排油,同时,在生产过程中重力起了重要的作用。由于油层中的油,一般是通过裂缝系统才比较容易流入井中,所以,裂缝系统的发育程度,是冀中碳酸盐岩油田高产的重要条件之一。

### 2. 致密岩块系统

是由裂缝系统切割而成的大量大小不等的岩块组成的。岩块内的储集空间,除晶间和粒间孔隙外,还发育次生的微小裂缝与溶孔。岩块的渗透率一般较低(有效渗透率大都在  $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  以下,甚至小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ),且岩块的渗流能力在很大程度上受次生微细裂缝的发育程度所控制。岩块的孔隙度较高(一般为 5% 左右),因而原油主要储存在岩块系统中。含油岩块的主要采油机理有三种:① 在裂缝系统与岩块之间的流动压力梯度作用下,使注入水进入岩块排油。② 裂缝系统中的水靠毛管力作用渗入岩块排油(亲水岩石的毛管自吸采油)。③ 在重力作用下,岩块内外油水重力分离排油。显然,对亲水的致密岩块,水的毛管自吸作用是主要的采油机理,其次是重力分离作用。一般认为,稳定注水的流动压力梯度作用是比较小的。而亲油岩块,由于不存在毛管自吸排油作用,所以,重力作用可能成为重要的驱油机理。至于渗透率相对较高的岩块,依靠注水压力梯度的作用采油则成为重要的采油机理。

### 3. 冀中碳酸盐岩油藏双重储渗特性对油藏的注水采油过程产生的影响

① 油藏最有效的储渗空间是裂缝孔洞网络(包括岩块中的微小缝洞)和较粗的晶间粒间孔隙,在常规注水条件下,底水容易沿高渗透裂缝系统窜流。

② 当底水沿岩块壁面时,即发生毛管自吸排油,从岩块中排出的油沿裂缝系统流向

---

\* 本文于 1982 年 4 月完成。

井中。裂缝系统与岩块系统之间的渗透率差异较大，若注水速度过高，则会加剧底水沿裂缝系统的窜流，造成油井过早水淹，并削弱岩块的出油能力。

③ 一般油井早期采出的大部分是裂缝系统中的油，产率较高；一旦裂缝系统水淹之后，由于岩块的油量不足以补充油井的采油量，故油井产率迅速下降。因此，控制裂缝中的水窜，改善致密含油岩块的采油效果，对开采冀中碳酸盐岩油藏来说，具有特别重要的意义。

### 裂缝系统的水驱油特性

裂缝性碳酸盐岩底水油藏的注水驱油过程，实际上包括裂缝系统和岩块系统两部分的水

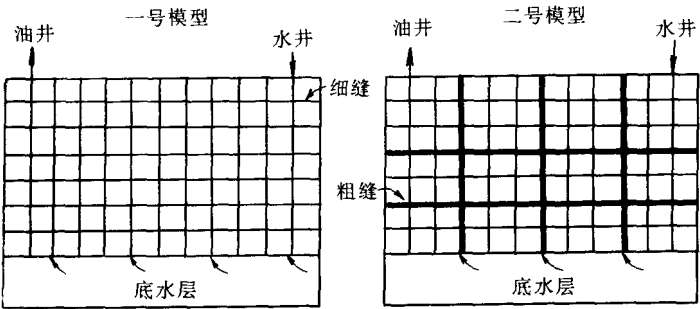


图1 理想裂缝网络模型示意图

驱油过程。为了探讨裂缝系统中的一般水驱油特性，在设计理想裂缝网络模型上（图1），模拟了冀中碳酸盐岩油藏的岩石和流体性质，通过进行注水采油实验，获得了在不同注水速度下理想裂缝网络的采收率、波及效率、水驱油效率等资料（图2、图3，表1）。实验模型结构（图1）中1号模型为裂缝宽度比较均匀的细裂

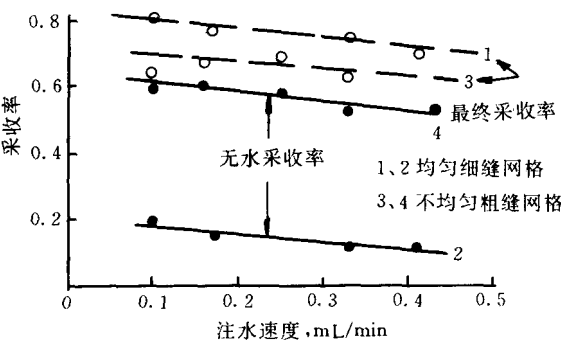


图2 裂缝系统中采收率与注水速度的关系

缝网络模型，平均细缝宽为 0.16 mm；2号模型为裂缝宽度不均匀的裂缝网络模型，平均粗缝宽为 1.07 mm，平均细缝宽为 0.16 mm，粗缝储集体积占总裂缝体积的 80%。水是从底部水层注入后，推动底水上升驱油的。

理想的裂缝系统水驱油实验结果表明：

第一，在实验注水速度范围内，随着注水速度的增大，无水采收率和最终采收率都略有下降趋势。不过，采收率变化不大。如图2所

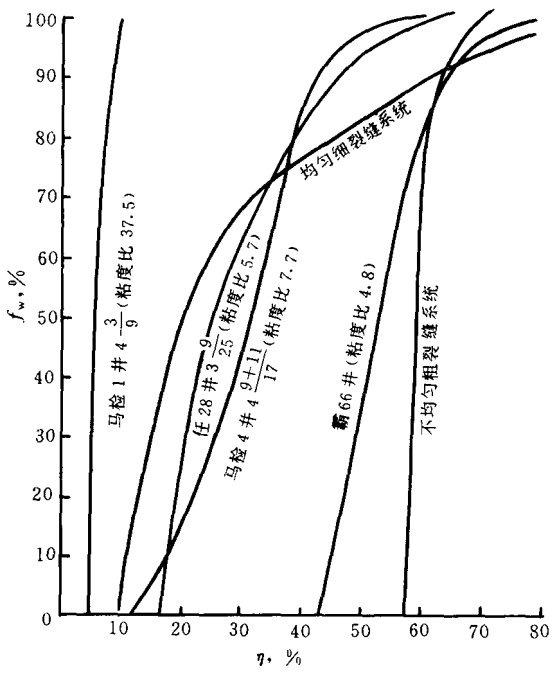


图3 裂缝系统、含油岩块含水率 ( $f_w$ ) 与采出程度 ( $\eta$ ) 的关系 (实验室结果)

示，注水速度增大一倍，无水采收率和最终采收率的变化值，分别不超过 2% 和 2.5%。

表 1 不同注水速度理想裂缝网络模型水驱油特性

| 实 验 号 | 注水速度<br>mL/min | 无水采收率<br>% | 注水倍数 | 最终采收率<br>% | 波及效率<br>% | 水驱油效率<br>% | 备 注   |
|-------|----------------|------------|------|------------|-----------|------------|-------|
| 5—1   | 0.10           | 19.0       | 3.8  | 80.0       | 80.1      |            | 1 号模型 |
| 5—3   | 0.17           | 14.0       | 3.8  | 76.5       | 80.5      | 95.0       |       |
| 5—4   | 0.33           | 10.0       | 3.8  | 74.9       | 78.7      | 95.1       |       |
| 5—5   | 0.41           | 12.0       | 3.6  | 70.4       | 71.5      | 98.5       |       |
| 8—3   | 0.10           | 58.7       | 1.8  | 64.2       | 64.3      | 99.8       | 2 号模型 |
| 8—1   | 0.16           | 60.3       | 2.7  | 67.2       | 68.6      | 98.0       |       |
| 8—2   | 0.25           | 57.3       | 2.8  | 69.3       |           |            |       |
| 8—4   | 0.33           | 52.0       | 2.7  | 63.4       | 69.3      | 91.5       |       |

第二，裂缝系统中的水驱油效率很高，而且基本上不受注水速度变化的影响。理想模型的水驱油效率一般都在 95% 左右。可见，提高裂缝系统注水采收率的关键在于扩大注入水的波及系数，因为即使是室内理想均匀裂缝网络，其水驱波及系数一般也不超过 80%。

第三，裂缝的张开宽度及粗缝储量占总储量的比例，对无水采收率、最终采收率及其他渗流特性有显著的影响。1 号模型的裂缝相对窄小，底水容易沿近井裂缝窜流，因此无水采收率较低，一般不超过 20%。但是，含水率上升缓慢，含水采油期较长，而且采出油量较多，占总采油量的 76%~83% 不等。2 号模型则由于粗缝张开宽度大（大于 1mm），且占有 80% 以上的储油量，开发时首先大量排出的是粗缝中的油，底水在粗缝中推进较均匀，因此无水采收率高达 52%~60%，相当于总采油量的 80%~90%，即“油井”一旦见水，则其含水率上升很快，含水期采油量较少。

考虑到实际油藏中裂缝的宽度、密度及其相互连通状况等的不均匀性对水驱油过程的不利影响，则上述实验结果不仅说明实际油藏裂缝系统的水驱油波及系数并不见得很高，因而扩大注入水对裂缝系统的波及效率无疑是提高注水采收率的关键因素之一，而且说明对于高渗透裂缝系统，选择合理的注水采油速度，对于提高采收率是有利的。

### 含油岩块的自吸采油特性

当毛管自吸采油作为含油岩块的主要机理时，单元岩块的自吸采油特性，对油藏的采油动态将产生重要的影响。毛管自吸采油速度和最终采油量，与岩块的大小、岩石表面润湿性、渗流通道的结构、油水界面张力、原油粘度以及底水沿裂缝系统上升速度等因素有关。冀中碳酸盐岩的润湿性是不均匀的，亲水和亲油的情况都存在。因此，含油岩块的自吸采油特性与岩石表面性质的不均匀有密切关系。

表 2 是用冀中碳酸盐岩天然岩心所做的岩块淹没自吸采油实验的结果，即将天然岩块恢复到接近油藏的润湿状况后，模拟含油岩块被其周围裂缝系统水网包围后单元岩块的自吸排油特性。图 4 则是霸 66 井奥陶系灰岩岩样在毛管力和重力的作用下，岩块淹没自吸和重力排油特性的实验结果。这些实验结果表明：

表 2 单元岩块自吸排油实验结果

| 井 号    | 岩样编号                     | 孔隙度<br>% | 空气渗透率<br>$10^{-3}\mu\text{m}^2$ | 油水粘度比 | 残余水饱和度<br>% | 最终自吸采油量<br>% | 岩 性 特 征                  |
|--------|--------------------------|----------|---------------------------------|-------|-------------|--------------|--------------------------|
| 任 28 井 | 1 $\frac{4}{8}$ , (1)    | 3.23     | 0.06                            | 6.70  | 90.6        |              | 细晶白云岩                    |
| 任 28 井 | 17 $\frac{8}{9}$ , (2)   | 0.55     | 0.04                            | 4.84  | 100         |              |                          |
| 任 28 井 | 29 $\frac{11}{14}$ , (3) | 2.93     | 1.48                            | 4.84  | 72.6        | 26.0         | 锥状叠层石细晶白云岩, 溶洞发育, 有少量细裂缝 |
| 任 28 井 | 40 $\frac{2}{11}$ , (4)  | 4.33     | 0.80                            | 4.84  | 17.3        | 16.8         | 细晶白云岩, 溶洞发育, 有少量细裂缝      |
| 任 28 井 | 43 $\frac{2}{7}$ , (5)   | 2.07     | >5000                           | 4.84  | 0.7         |              | 泥粉晶白云岩, 有大裂缝, 无溶洞        |
| 任 28 井 | 3 $\frac{9}{23}$ , (6)   | 6.16     | 0.65                            | 16.8  | 53.4        | 微 量          |                          |
| 霸 66 井 | (7)                      | 21.4     | 39.8                            | 3.76  | 13.4        | 16.0         | 灰质白云岩, 含生物碎屑, 洞缝发育       |
| 马检 1 井 | 14 $\frac{2}{8}$ , (8)   | 4.10     | ~25                             | 23.2  | 15.8        | 微 量          | 白云岩                      |
| 马检 1 井 | 16 $\frac{5}{7}$ , (9)   | 2.00     | ~20                             | 23.2  | 51.8        |              | 白云岩                      |

① 冀中碳酸盐岩含油岩块具有一定的注水自吸排油能力, 而且自吸采出程度与时间的关系遵从指数函数规律:

$$R = R_{\max} (1 - e^{-\lambda t})$$

最大自吸排油效率  $R_{\max}$  与收敛系数  $\lambda$  可以由实际油藏的生产资料求得, 从而可以预测全油藏的自吸采油动态。

② 就目前的有限资料看, 冀中碳酸盐岩块的最终自吸采收率不高, 一般不超过 26%, 而且, 由于实际油藏岩石表面性质、渗流通道结构以及流体性质等存在的差异, 所以, 不同岩块的自吸排油量差别较大。

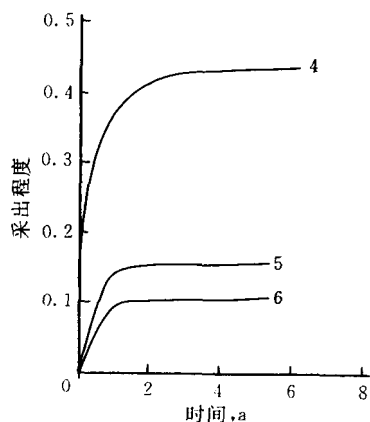


图 4 霸 66 井灰岩单元岩块采油特性

③ 岩块自吸采油效果, 在很大程度上取决于致密岩块中的微细缝洞网络的发育程度, 致密岩块的自吸排油最有效的空间乃是次生的微小裂缝、溶孔以及少量较粗的晶间孔隙。如 (1)、(2) 号岩样, 储集空间基本上是充满水的晶孔, 自然不可能产生自吸排油作用; 即使岩块的含油饱和度较高, 但由于缺乏微小缝洞通道, 自吸排油作用同样不明显, [如 (6)、(8) 号等岩块]。然而, 象 (3)、(4)、(7) 号等岩样, 即使其渗透率不高, 但却发育有微小裂缝—溶孔通道, 自吸排油效果十分显著, 由于润湿状况、初始油水饱和度、流体性质等因素不同, 其自吸采油量明显不同。

④ 对亲水性较弱, 或中性和亲油岩块来说, 重力作用可能成为重要的采油机理, 甚至是亲水的岩块, 重力作用也是值得重视的。如图 4 所示,

(5) 和 (6) 号岩块的润湿性呈中性, 毛管自吸排油基本不存在, 主要靠重力排油, 最终采收率仅为 10%~15%; 而 (4) 号岩块是较强亲水的, 所以在毛管力和重力的共同作用下, 采收率高达 45%。

但是, 实际油藏的含油岩块自吸排油效果比试验结果差, 原因是:

① 实际油藏岩块较大, 渗透率低, 毛管水排油的行程长, 加上岩石表面润湿性不均匀以及渗流孔道结构复杂多变, 这就限制了岩块的自吸排油作用的强度和深度, 使得毛管自吸排油可能仅仅发生在岩块表面下深度不大的地方。如图 5 所示, 当毛管水驱油过程遇到串珠式孔道的扩大或隘口处, 或遇到某些亲油区段的岩石壁面, 或遇到半封闭式的含油裂缝与孔隙, 则往往会使毛管水驱油过程发生中断。可见, 在常规的注水条件下, 实际含油岩块的水波及效率可能较低, 难于作用到岩块深部, 因而岩块自吸采油效率低。

② 实际油藏中, 从某一岩块被排出的油进入裂缝系统后, 不一定沿裂缝系统运动流入井中, 可能由于重力分离作用或岩块之间的毛管连续性而使原油回渗到上部相邻的岩块中去, 从而又改变了岩块自吸采油的过程。

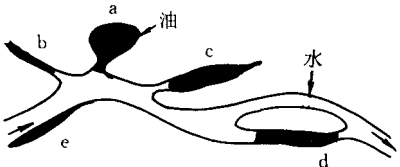


图 5 含油岩块剩余油分布状况示意图

- a, b—封闭式缝、洞、孔;
- c—变截面孔道;
- d—分支毛管孔道隘口;
- e, b—亲油岩石表面区段

### 在外部注水压力梯度作用下含油岩块的水驱油特性

忽略重力和毛管力的作用, 在外部注水流动压力梯度作用下含油岩块的水驱油特性, 可以由天然岩心外部注水驱油试验测得的油水相对渗透率曲线的形态与特征得到很好的反映。实验的岩石、油、水的基本性质以及试验结果见表 3 和图 6。岩样不同程度地发育有微小的裂缝、溶洞储集空间, 大部分晶孔的渗透率很低, 因而岩样代表的是油藏被裂缝系统切割的岩块。

表 3 油水相对渗透率实验综合数据表

| 岩 心<br>编 号                   | 岩 性                 | 孔隙度<br>% | 空气渗透率<br>$10^{-3}\mu\text{m}^2$ | 油水粘度比 | 残余水饱和度<br>% | 残余油饱和度<br>% | 无水采收率<br>% | 最终采收率<br>% |
|------------------------------|---------------------|----------|---------------------------------|-------|-------------|-------------|------------|------------|
| 任 28 井<br>3 $\frac{9}{25}$   | $Z_2W$ 组<br>细晶白云岩   | 6.27     | 0.51                            | 5.7   | 29.1        | 24.2        | 16.8       | 65.5       |
| 61 $\frac{4}{10}$            | $Z_2W$ 组<br>细晶白云岩   | 7.13     | 78.4                            | 5.9   | 28.8        | 21.2        | 48.9       | 71.5       |
| 马检 1 井<br>4 $\frac{7}{9}$    | $Z_2W$ 组<br>白云岩     | 3.20     | 17.8                            | 22.2  | 36.9        | 26.9        | 3.7        | 57.4       |
| 马检 1 井<br>4 $\frac{3}{9}$    | $Z_2W$ 组<br>白云岩     | 2.20     | 11.6                            | 37.5  | 33.4        | 59.8        | 5.0        | 10.3       |
| 马检 4 井<br>4 $\frac{9+11}{7}$ | $Z_{1g}$ 组<br>含砾白云岩 | 11.7     | 10.7                            | 7.7   | 36.7        | 24.3        | 12.4       | 61.7       |
| 霸 66 井                       | 白云质灰岩               | 21.7     | 1.80                            | 4.83  | 42.8        | 10.2        | 42.8       | 80.7       |

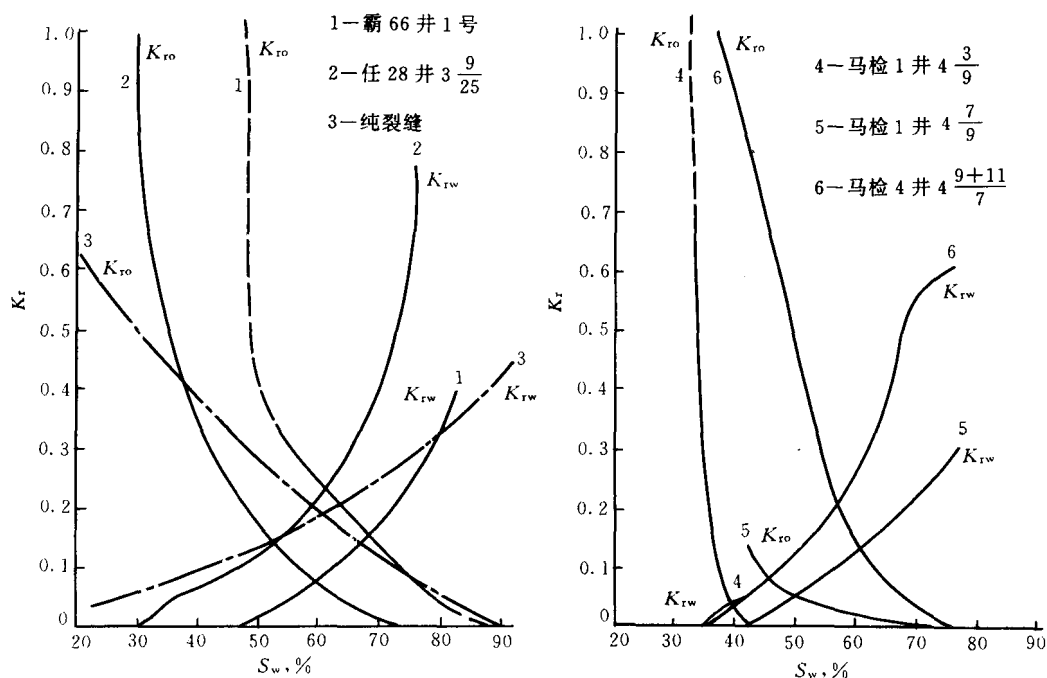


图6 油水相对渗透率曲线

通过6块不同的冀中碳酸盐岩天然岩心(块)和不同油水性质的水驱油实验结果表明:

① 残余水饱和度较高,一般在30%以上,6块岩样的平均残余水饱和度为34.6%,主要分布在细小的晶孔内。

② 一般地说,无水期采油量相对较低,含水期采油量较高,因而,最终水驱采收率较高。不过,由于岩石与流体性质的不同,采收率值差异较大,最高的可达80%,而最低的仅10%左右。图3列举了几条典型的水驱油过程中含水率与采出程度之间的关系曲线。一般含油岩块采出物中含水率上升较慢,整个含水期共采出了总采油量的46.9%~80.7%,其中中、高含水期(含水率40%~100%)的采油量占37.3%~66.6%。

③ 冀中碳酸盐岩块的油水相对渗透率曲线,从较低的含水饱和度开始,水相相对渗透率值上升得很快,而且,相应于最大含水饱和度时的水相相对渗透率较大,相对渗透率曲线交叉点值较高。这种特性,主要反映了岩块的次生微小裂缝、孔洞网络对油水渗流特性的明显的控制作用;有的可能同时还反映了岩石润湿特性的影响。

④ 高粘度原油对致密的岩块的注水驱油量及其他渗流特性具有严重的不利影响。如马检1井岩样实验的原油粘度分别为13 mPa·s和23 mPa·s,尽管其他物性参数差异不大,但其无水采油量低,油水混合流动区域很窄,缩短了含水采油期,从而明显地降低了岩块的最终采油量。

⑤ 霸66井奥陶系灰岩样,是一个十分特殊的岩石类型,孔隙度高达21.7%,而渗透率仅为 $1.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,说明岩石中含有大量能强烈地束缚地层水的微小储集空间,而油主要分布在相对渗透率较高的裂隙中(岩样砾石之间的裂隙十分密集发育),因而岩块残余水饱和度高,自然其无水和最终水驱采收率也较高。

冀中碳酸盐岩块的水驱油过程,表现出上述的渗流特征。这是因为岩块十分致密,内含

大量喉道尺寸小、渗透率极低的晶孔，因而，含油岩块中的次生微小缝洞对岩块的水驱油流动过程起着重要的作用。外部注水时，注入水往往首先沿少数微小裂缝通道迅速达到岩块的出油端面。裂缝中水驱油效率较高，含水饱和度迅速增大，对水的渗流阻力迅速下降，正是这些微小裂隙系统控制着岩块的主要渗流能力，因此，不仅降低了岩块的无水采油量，而且使岩块的水相相对渗透率迅速增大，表现为从较低的含水饱和度开始，水相相对渗透率迅速地随饱和度增大而上升。其后，由于其他较小储渗空间参与流动，缓慢地补充油流，使岩块的含水采油期显得较长，最终采收率较高。

高粘度原油，由于其在天然的粗糙岩石表面上具有较强烈的粘附作用，这不仅能够减弱岩块表面的亲水特性，而且，原油的粘附层，会使得本来就十分致密的渗流通道变得更加窄小，从而大大增加对油水混合流动的阻力。可见，高粘度原油在致密岩块中的渗流状态，可能存在着明显不同于渗透率较高的其他岩石孔隙中的渗流特性。

### 间歇注水采油机理和矿场间采试验的启示

对冀中碳酸盐岩底水油藏来说，采用稳定注水采油的方法，开采效果将受到很大的限制。上述岩心试验和矿场生产情况的分析表明，提高注水采油效果的关键在于扩大注入水对岩层（尤其是对致密含油岩块）的波及效率。由于储油岩埋藏深，地层温度高，又采用底水驱动方式，所以采用一般化学注水方法来提高采收率比较困难，至少短期内难以见效。然而，根据两年多来龙虎庄油藏间采试验效果的启示，利用间歇注水采油方法有可能改善冀中碳酸盐岩油藏的注水开发效果。

所谓间歇注水采油，又称不稳定注水采油方法，包括交替地注水提高油层压力和消耗压力采油两个阶段，即先对油层进行高速注水（油井关井或明显减小排液量），使油层压力达到或接近原始地层压力，然后完全停止注水（或降低注水量），开始消耗地层压力采油，直到地层压力降至某一限定的较低压力为止，如此周期地进行。间歇注水采油的主要作用是：

① 间歇注水导致地层压力产生周期性的变化，由于裂缝水网和含油岩块内压力传递速度不同，因而直接在裂缝水网与岩块之间建立有效的压力梯度。其结果，在升压周期，促使注入水渗入岩块排油，且可将水挤入岩块的较深部，增加了岩块的毛管水驱油作用的深度；而在降压周期，这个压力差又促进岩块向裂缝系统排油。亦即间歇注水采油过程增加了岩块的毛管水渗吸排油作用的深度和强度，扩大岩块内水波及效率。

② 对于半封闭式的或一般注入水难以达到的含油空间（图 4），惟有利用油藏岩石、流体的弹性力和毛管滞水排油作用才能采出其中的油。间歇注水的升压周期，注入水压缩原油进入含油空间，贮藏了弹性能量。在岩石与流体膨胀排油过程中，部分注入水被毛管力滞留下来，从而替换出等量的原油，使这些油进入较易流动的通道而流入井中。

总之，间歇注水采油过程在一定程度上可以克服裂缝系统中由于水窜造成的不利影响，扩大注入水对岩块的波及效率，提高采油量。龙虎庄奥陶系碳酸盐岩油藏的矿场间歇采油试验效果表明，冀中裂缝性碳酸盐岩油藏具备间歇注水采油的地质条件。

龙虎庄奥陶系油藏是缝洞十分发育的底水油藏。油层连通状况好，注水后油井普遍受效，反应迅速。但油井自喷生产能力较低，一旦见水后，便会很快停喷。北山头两口井（霸 22 井、新霸 31 井）从 1979 年 1 月开始，采用连续注水、间歇采油方式生产，一般周期为一个月，关井时间 20 天。分析前两年多的间采试验情况表明：

① 油井关井期间，井筒周围油层在毛管力、重力和驱替力的作用下，储油层发生了明显的油水重新分布。油井重新开井后，一般均先产纯油（图 7）。虽然油井维持自喷的时间不长，但关井时油井的最高含水率一般都低于 40%。

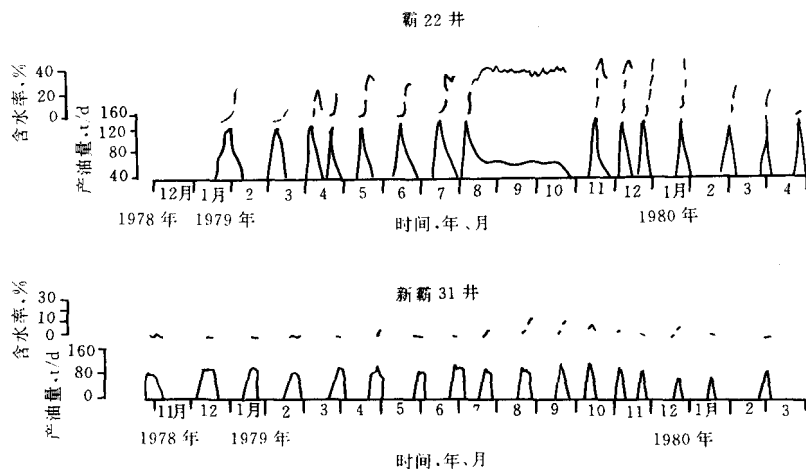


图 7 霸 22、新霸 31 井采油曲线

② 最初若干周期的采油量较高，其后周期采油量逐渐减少，有效自喷采油时间越来越短，而关井恢复所需的时间却越来越长。

③ 在间采前两年多时间里，地层压力实际上在逐渐回升，油井生产压差小，自喷生产的最大压差一般不足 0.2 MPa。

④ 北山头间采生产两年，约采出地质储量的 4%，平均采油速度约为 2%。

显然，从维持自喷生产的角度看，该油藏间采试验的效果是肯定的。但从油藏实际可能达到的效果看，由于矿场条件的限制，现行的注采制度未能充分发挥不稳定注采的效果。其不足之处主要有两点：

第一，两年多间采过程中，地层压力在回升，未能充分发挥弹性—毛管力作用。由于驱油能量不足，采油作用速度慢，主要限于井筒周围的有限区域内，油井生产期短，这样不仅降低了油井的周期采油量，而且降低了采油速度。倘若在关井停采期间，将地层压力提到较高的水平后，用机械强化采油，充分消耗地层压力强化采液，发挥岩石和流体的弹性与毛管力作用，延长采油期，可望获得更好的采油效果。

第二，由于油藏裂缝系统十分畅通，采用连续注水方式，未能控制注入水沿裂缝的窜流，水的利用率低，因而油井开井后，大量的水又窜入井中而被迫关井。如采用周期注水方式，即采油时停注，则可望减轻水窜之害，延长有效采油期，增加周期总采油量。

冀中碳酸盐岩油藏虽然油井产率高，但油井见水后，自喷生产能量一般不足，产量递减迅速，看来机械采油势在必行。利用机械采油这个重要条件，开展有效的间歇注水采油试验，是很有实际意义的。

## 初步结论

① 利用冀中碳酸盐岩岩样进行的室内各种渗流特性实验结果表明，冀中裂缝性致密碳酸

盐岩油藏的最有效的储渗空间是裂缝、孔洞（包括致密岩块内的微小缝洞）和少量较粗的晶间粒间孔隙；裂缝孔洞网络控制着裂缝—岩块系统的渗流特性和采油效果。

② 裂缝系统中的水驱油效率较高，且基本上不受水驱速度的影响。而致密岩块系统内的毛管自吸排油效率一般较低。提高冀中碳酸盐岩油藏的注水采油效果的关键是扩大注入水在裂缝系统中，尤其是在致密含油岩块中的波及效率。

③ 间歇注水采油方法不受井深、温度、压力以及不同采油阶段等条件的限制，对亲水和亲油的油藏均可用。不需要增添新的注入剂，因而不需为此追加大量投资，对注水开发的油田容易转而实施，而且对冀中碳酸盐岩油藏有可能取得成效，此法比较切实可行，符合目前油田和国家的条件。因此，建议选择适宜的地区和油层，认真开展间歇注水的矿场试验研究。

# 裂缝性碳酸盐岩油藏注氮气 增产作用机理的实验评价\*

**摘 要** 为评价雁翎油田注氮气提高采收率的各种机理,进行了细长管模型实验、原油—氮气混合物的膨胀特性测量、注氮气驱油的物理模拟实验、地层原油—氮气间界面张力和岩石润湿性测定等室内实验和理论分析工作。结果表明,雁翎油田注氮气只能是非混相驱油的过程;在油、氮气间密度差及其较低界面张力的作用下,氮气会比水更容易进入较小的含油裂缝中;油、氮气重力分异可采出构造顶部注入水未能波及到的剩余油和驱动水淹区被重力(油水密度差)捕集的残余油;注氮气改变了流动方向,降低了裂缝系统中的残余油量;原油溶气的膨胀起到了降低缝洞中残余油量的作用;注氮气的效果对其注入速度是敏感的。预计雁翎油田注氮气能获得增产效果。但是,注氮后,较大的缝洞系统中留有13%以上的残余油饱和度。

## 引 言

雁翎裂缝性碳酸盐岩油田已处于高含水采油期,增加采油量的潜力是底水驱后仍在构造上部遗留的(注入水波及不到的)剩余油和水淹区内滞留在各级缝洞中的残余油。鉴于雁翎油田具有垂向裂缝发育、油层厚度大、原油低饱和特性以及具有较好的盖层密封性等有利于顶部注气的条件,试图通过油藏顶部注入氮气后,充分地利用原油与氮气的密度差以及氮气溶解于原油后引起的原油性质(如体积系数、界面张力和粘度等)的变化,达到采出部分剩余油和水驱后残余油的目的。

根据室内岩心观测和模拟实验研究,对雁翎油田水驱后残余油分布形态和注氮气增加采油量的作用机理作出评价,为实施注氮气方案提供依据。

## 注氮气增产机理

### 1. 储层和流体的基本特性

雁翎油藏呈潜山构造形态,是裂缝性块状底水油田。储集层沉积厚度大,垂向裂缝十分发育,有效的储集和渗流空间是不同宽度的各级裂缝及与之连通的溶蚀孔洞的网络系统。原始地层压力为30.1 MPa,地层温度为118℃,原油的原始饱和压力为13.7 MPa(原始气油比为 $2.6 \text{ m}^3/\text{t}$ ),地层原油密度为 $0.8590 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,粘度为 $11.3 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ,地层原油轻组分含量低( $\text{C}_1 \sim \text{C}_6$ 组分含量占5.92%),属油质较重的低饱和原油。地质研究表明,试验区油藏盖层和断层封闭良好,具备注气的基本条件。

### 2. 水淹区残余油分布形态

观察水淹区岩心残余油的分布形态,可以归纳为以下几种类型:

#### ① 尺寸较大的含油孔洞。

其周围的渗流通道为微细裂缝,注入水无法侵入,无法形成驱油流动,从而使油全部滞

\* 本文于1991年3月完成。

留于孔洞中。

② 上倾方向为充填堵塞（或尖灭）的裂缝和上倾端呈封闭结构的孔洞。

这些缝洞因其上倾方向失去渗流通道，从而水驱油过程中因重力作用而在这些缝洞中捕集了残余油。

③ 微细裂缝网络。

其张开宽度小，注入水无法进入，其中的原油被滞留。

④ 呈树枝状的裂缝。

裂缝分布密度大，但宽度窄小，延伸距离短，逐渐变细而尖灭，因而，裂缝中的油亦被滞留。

⑤ 原油粘附在裂缝通道壁上或原油在渗流过程中被阻塞于某些局部裂缝段内，也构成一定数量的残余油。

### 3. 注氮气驱油过程的类型

在实验室内用细长管模型，对雁翎油田原油系统在地层条件下多次与氮气接触过程的混相条件进行测定。实验条件：多孔介质较均匀，氮气驱油过程中几乎不存在指进现象，因而，基本上可以由实验的最终驱油效率值来确定系统的最小混相压力，从而判别氮气驱油过程的类型。表 1 列出了细长管模型的主要试验结果。显而易见，在雁翎油田条件下（地层压力为 30.1 MPa），注氮气采油只能是非混相驱油的过程。

表 1 细长管模型试验数据

| 注 入 气 | 注入压力, MPa | 驱油效率, % |
|-------|-----------|---------|
| 氮 气   | 22.8      | 30.3    |
| 氮 气   | 28.3      | 31.6    |
| 氮 气   | 32.4      | 32.8    |
| 氮 气   | 37.1      | 34.5    |

注：表中的驱油效率为注入 1.2 倍孔隙体积氮气后的数据。

### 4. 注氮气增产作用机理

从油藏顶部注氮气非混相驱油实现增产的作用机理主要有以下几种：

(1) 靠油气重力分异作用驱动微裂缝中的残余油

对油气系统而言，当岩块完全被注入气包围时（图 1），单裂缝中油气界面的移动特性取决于毛管压力、油气重力和流体运动粘滞阻力之间的平衡关系，各作用力的平衡方程为

$$\pi r^2 (H-z) g \rho_o = 2\pi r \sigma \cos \theta + \pi r^2 (H-z) g \rho_g + 8\pi \mu_o (H-z) \frac{dz}{dt} + 8\pi \mu_g z \cdot \frac{dz}{dt} \dots\dots\dots (1)$$

裂缝中油气界面的移动速度为

$$\frac{dz}{dt} = \frac{r^2 (H-z) g \cdot \Delta \rho_{og} - 2r \sigma \cos \theta}{8 [\mu_o H - (\mu_o - \mu_g) z]} \dots\dots\dots (2)$$

对岩石表面为油湿的油水系统而言，可以得到类似的关系

$$\frac{dz}{dt} = \frac{r^2 (H-z) g \Delta \rho_{ow} - 2r \sigma \cos \theta}{8 [\mu_o H - (\mu_o - \mu_w) z]} \dots\dots\dots (3)$$