

碳酸盐岩油藏的开采

[苏] M. Л. 苏尔古乔夫 等

陈宝来 黎发文 译

吕德本 校

石油工业出版社

碳酸盐岩油藏的开采

〔苏〕M. Л. 苏尔古乔夫 等

宝来 李文 译

吕德初

石油工业出版社

(京)新登字082号

内 容 / 提 要

本书论述碳酸盐岩油藏的地质结构特征和开发特点,评价碳酸盐岩油藏的开采效果。首次研究了矿场地质特征相近的碳酸盐岩和陆源碎屑岩油藏在开发指标和提高原油采收率方面的显著差别,引用了确定碳酸盐岩油藏的驱油系数和最终原油采收率的统计模型,介绍了提高碳酸盐岩油藏开采效果的方法,其中包括注水时注入不同化学剂的方法。

本书供从事油田开发设计和采油工作的工程技术人员参考。

ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ ИЗ
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М. Л. Сургучев

“Недра”, 1987

碳酸盐岩油藏的开采

(苏)М. Л. 苏尔古乔夫 等

陈宝来 黎发文 译

吕德本 校

*

石油工业出版社出版

(北京安定门外安华里二区一号楼)

北京顺义燕华印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092毫米 32开本 87/8印张 195千字 印1—2,000

1994年10月北京第1版 1994年10月北京第1次印刷

ISBN 7-5021-1161-1/TE·1070

定价: 13.00元

前 言

碳酸盐岩油藏是分布广、类型多的一类油藏，在业已发现的石油总储量中，有相当大一部分储量（在某些地区高达30%—50%）蕴藏于这类油藏中。

碳酸盐岩油藏的岩石物理特征、岩性特征、油藏的形成条件、石油产状以及开发特点均不同于陆源碎屑岩油藏。

分布最广的碳酸盐岩油藏的类型为孔隙（溶洞）型、混合（裂缝-孔隙）型和裂缝型。碳酸盐岩油层的微观非均质性比陆源碎屑岩油层严重得多。碳酸盐岩油层的空隙尺寸变化大，从微毛管（小于 $1\mu\text{m}$ ）到直径为 $(1-1.5) \times 10^{-2}\text{m}$ 和更大一些的溶洞和裂缝。混合型碳酸盐岩油层的平均比面积比陆源碎屑岩油层的小，但其岩石表面的憎水程度却更高，这就降低了水的驱油系数。

裂缝和溶洞在较小范围内的渗透率可能比基质（烃类的主要储集体）的渗透率高2—3个数量级。这就造成了严重的宏观非均质性，从而降低了油层的注水波及系数。

在油藏的油水界面上，储油层的次生变化导致油藏部分甚至整个与含水区相隔离，从而形成宽阔的、储油性质变坏的地带。碳酸盐岩油藏的这些特征就是造成在其它条件相同时，其开采效果较陆源碎屑岩油藏差的缘故。

实际上，编制碳酸盐岩油藏的开发设计和实施开采过程的方法通常与陆源碎屑岩油藏的相同，但也并非在所有情况下都如此。

碳酸盐岩油藏属于构造复杂类型的油藏，而其石油储量也属于难采储量之列。鉴于碳酸盐岩油藏中蕴藏着相当大的一部分石油储量，因而，提高其开采效果对于发展国家的采油事业具有重大的意义。

目 录

第一章 碳酸盐岩油藏的地质结构特征	(1)
第一节 碳酸盐岩储油层的矿物成分及其分类	(1)
第二节 油藏类型	(4)
第三节 储油层的不连续性	(8)
第二章 岩石物理特征	(14)
第一节 岩石类型	(14)
第二节 空隙空间的结构和比面积	(15)
第三节 容积特性	(20)
第四节 渗流特性	(23)
第五节 岩石的压缩性	(25)
第六节 油水饱和度	(28)
第七节 岩石表面的物理化学性质	(33)
第八节 碳酸盐岩和陆源碎屑岩油层在孔隙空间结构和表面性质方面的差异	(39)
第三章 采油过程的试验研究	(45)
第一节 注水开发孔隙型碳酸盐岩油层时决定驱油系数和残余油饱和度的因素	(45)
第二节 复杂结构的油层中驱油过程的物理模拟	(54)
第三节 裂缝-溶洞型油层中石油的开采	(61)
第四节 多孔基质岩块内的毛管力驱油作用	(70)
第五节 裂缝-孔隙-溶洞型油层的原油采收率	(78)
第六节 注水速率(速度)的影响	(80)
第七节 相对相渗透率	(84)
第四章 原油采收率的矿场研究	(91)

第一节	油田开发石油储量计算的精确性	(91)
第二节	确定长期开采的油田可采石油储量和最终原油采收率	(121)
第三节	不同开发阶段开发技术指标的动态特征	(127)
第四节	不同注水系统的注水效果	(142)
第五节	水淹带的剩余油饱和度和驱油系数的计算	(156)
第六节	碳酸盐岩油藏油水界面的移动规律及注水波及系数	(164)
第五章	碳酸盐岩油藏原油采收率的统计分析	(179)
第一节	应用数学统计方法对原油采收率进行矿场地质研究	(180)
第二节	碳酸盐岩油藏原油采收率的统计模拟特点	(184)
第三节	研究对象(油藏)的选择方法和影响采收率因素的选择及其分类	(187)
第四节	注水开发碳酸盐岩油藏的最终原油采收率的统计模型	(191)
第六章	改善碳酸盐岩油藏开发效果的途径	(199)
第一节	改善开发效果和提高原油采收率的水动力学方法	(199)
第二节	用化学剂提高原油采收率	(222)
第三节	油层的岩性特征对应用化学剂驱油效果的影响	(243)
第四节	提高碳酸盐岩油藏原油采收率方法的开发设计	(246)
第五节	提高碳酸盐岩油藏原油采收率方法的工业性开发试验	(251)
第六节	井下油层的割缝式水力喷砂射孔	(271)
参考文献		(273)

第一章 碳酸盐岩油藏的地 质结构特征

迄今为止，还没有关于对世界上已发现的碳酸盐岩油藏较为精确的石油储量数据。人们常把30%和50%之间的数字作为其近似的估算值。

根据文献[20]中的资料，世界上原始可采储量(НИЗ)——石油 $80 \times 10^6 \text{m}^3$ 以上，天然气 $100 \times 10^9 \text{m}^3$ 以上——最大的油田有187个，最大的气田有79个，其中碳酸盐岩油藏的石油储量为总原始可采石油储量的42%，碳酸盐岩气藏的天然气储量为总天然气可采储量的25%。

就世界上不同含油气区和含油气盆地而言，陆源碎屑岩油藏和碳酸盐岩油藏中石油储量的比例介于0至1之间，平均为0.58；而对气田来说，这个比例平均为0.75。

例如，据B. H. 安德列耶夫等人的评价结果，在伏尔加-乌拉尔含油气区，占地质剖面总厚度70%—80%的古生代碳酸盐岩的原始石油资源量约占该区总石油资源量的1/3。到70年代末期，在该区的碳酸盐岩中已探明的石油储量比在陆源碎屑岩中探明的石油储量少80%，这证明该区的碳酸盐岩的石油勘探成功率是比较低的。

第一节 碳酸盐岩储油层的矿物 成分及其分类

实际上，所有的碳酸盐岩都是由水介质中的沉淀作用形

成的，碳酸盐岩与陆源碎屑岩的主要差别在于化学成分和矿物成分不同。

构成碳酸盐岩的主要矿物为方解石、白云石，次要矿物为菱镁矿、菱铁矿和铁白云石等。

石灰岩、白云岩和泥灰岩这一大类岩石属于碳酸盐岩。在这三种类型的岩石之间，具有各种各样的过渡型岩石。C.Г.维什涅夫斯基根据CaO/MgO比率提出来的并为E.K.弗罗洛娃加以补充的分类（表1）是广泛使用的按方解石、白云石和菱镁矿的含量过渡的碳酸盐岩名称的一种分类。

表 1 碳酸盐岩的分类

名 称	含量, %			CaO/MgO 比 率
	方解石	白 云 石	菱 铁 矿	
石灰岩	95—100	5—0	—	>50.1
微白云质石灰岩	75—95	25—5	—	9.1—50.1
白云质石灰岩	50—75	50—25	—	4.0—9.1
方解石白云岩	25—50	75—50	—	2.2—4.0
微方解石白云岩	5—25	95—75	—	1.5—2.2
白云岩	0.5	100—95	—	1.4—1.5
极微镁质白云岩	—	100—95	0.5	1.25—1.4
微镁质白云岩	—	95—75	5—25	0.80—1.25
镁质白云岩	—	75—50	25—50	0.44—0.80
白云质菱镁矿	—	50—25	50—75	0.18—0.44
微白云质菱镁矿	—	25—5	75—95	0.03—0.18
菱镁矿	—	5—0	95—100	0.00—0.03

根据下列不同特征，即成因特征、岩性特征、形态特征、构造特征、容积特征和渗流特征等，不同的研究者提出了各种各样的碳酸盐岩的分类，但是，至今尚无一种通用的分类。

在解决碳酸盐岩油藏的开发和储量计算的实际问题时，值得注意的是Ф. И. 卡佳霍夫提出的碳酸盐岩油气藏的分类，该分类借鉴了其它研究者的分类结果，并补充了评价储存在不同类型空隙（孔隙、溶洞和裂缝）中的石油储量的一系列参数（表2）。

表 2 Ф. И. 卡佳霍夫对碳酸盐岩油气藏的分类^[14]

储 油 层		分类标准
类 型	岩 性	
裂缝型	裂缝型碳酸盐岩	$S_b=1, m_k=0$
溶洞型	溶洞型碳酸盐岩	$S_b=1, m_T=0$
溶洞-裂缝型	溶洞-裂缝型碳酸盐岩	$S_b=1, Q_{ик} > Q_{ит}$
裂缝-溶洞型	裂缝-溶洞型碳酸盐岩	$S_b=1, Q_{ип} > Q_{ит}$
孔隙型	孔隙型碳酸盐岩	$m_k=0, m_T=0, S_b < 1$ 或 $m_{п} \gg m_k + m_T$, $Q_{ип} \gg Q_{ик} + Q_{ит}$
裂缝-孔隙型	裂缝-孔隙型碳酸盐岩	$S_b < 1, Q_{ит} > Q_{ип}, m_k=0$
孔隙-裂缝型	孔隙-裂缝型碳酸盐岩	$S_b < 1, Q_{ип} > Q_{ит}, m_k=0$
孔隙-溶洞型	孔隙-溶洞型碳酸盐岩	$S_b < 1, S_{ип} > Q_{ик}, m_T=0$
溶洞-孔隙型	溶洞-孔隙型碳酸盐岩	$S_b < 1, Q_{ик} > Q_{ип}, m_T=0$
溶洞-裂缝-孔隙型	溶洞-裂缝-孔隙型碳酸盐岩	$S_b < 1, Q_{ик} > Q_{ип} + Q_{ит}$
孔隙-裂缝-溶洞型	孔隙-裂缝-溶洞型碳酸盐岩	$S_b < 1, Q_{ип} > Q_{ит} + Q_{ик}$
裂缝-孔隙-溶洞型	裂缝-孔隙-溶洞型碳酸盐岩	$S_b < 1, Q_{ит} > Q_{ип} + Q_{ик}$

注： S_b —毛细管束缚水含量； m_k 、 m_T 、 $m_{п}$ —分别为溶洞、裂缝和孔隙空隙系数； $Q_{ти}$ 、 $Q_{пи}$ 、 $Q_{ки}$ —分别为孔隙、溶洞和裂缝中的可采石油储量。

根据该分类，油藏的主要类型为裂缝型、溶洞型和孔隙型。其余的9种类型为复合型或混合型（混合型油藏名称中的词序取决于每种油藏主要储油空间内可采石油储量的大小）。

К. И. 巴格林采娃^[1]按主要渗流特征（渗透率）提出

的碳酸盐岩油藏的成因评价分类也是有意义的。

第二节 油 藏 类 型

无论是碳酸盐岩油藏，还是陆源碎屑岩油藏，其形成和保存条件均取决于三个主要因素：储油层、盖层和圈闭。在解决油、气地质学的不同理论和实际问题时，尤其是在根据圈闭和天然储油层的类型和其它特征对天然油藏进行分类时，可以把碳酸盐岩和陆源碎屑岩油（气）藏视为一个系列的油（气）藏。

在油矿地质学中早就认为，陆源碎屑岩储油层中的油藏主要为层状油藏，而碳酸盐岩储油层中的油藏则主要是在剖面上具有水动力联系的块状油藏。对地质类型不同的油藏，则采用不同的方法来计算石油储量和选择开发方案。但是，

认为碳酸盐岩储油层中的油藏为块状型油藏，具有极大的局限性，而且，必然导致计算石油储量不准确和开发设计方案不正确。

例如，在计算古比雪夫地区拉达耶夫油田多内昔组 B_1 层石灰岩油藏的储量时，便出现了很大误差。

勘探工作结束后，曾把该油藏划为块状油

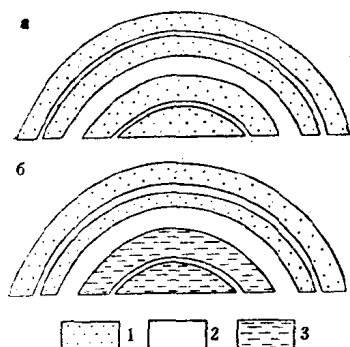


图 1 拉达耶夫油田多内昔组（ B_1 层）碳酸盐岩段内的油藏地质模型
a—最初的块状油藏模型；6—精确的层状油藏模型；1—含油的石灰岩储油层；2—致密石灰岩非储油层；3—含水的石灰岩储层

藏，最初的储量估算是依据示于图 1 中的地质模型完成的。

在对该油藏钻生产井时，进行了补充的分段试油工作，结果证明，该油藏仅被致密岩石夹层分隔开的上部和下部的渗透性层段含油，而实际上，B₁层的油藏属于层状油藏。按层状油藏模型(图1, 6)用同样的含油面积和计算参数重新计算石油储量，所得出的原始平衡表内的石油储量(HB3)比最初按块状型油藏计算的低45%。

由于原始地质模型不正确，在选择最初的注水系统时进行了严格计算的一个实例是沃松油田圣安德列斯碳酸盐岩层中的油藏^[26]。

在丹韦尔区(占该油田面积的40%)，最初认为油藏是在剖面上具有水动力联系的块状油藏。实施开发方案后，没有获得预期结果，因此又对该油藏补做了大量的矿场地质研究工作，编制了精确的油藏地质模型，认识到该油藏实际上是在剖面上被致密层分隔开的独立的层状油藏的复合体。这种模型的建立，为大大强化注水系统奠定了基础。

在乌拉尔-伏尔加河流域，战后在巴什基尔组的A₄碳酸盐岩层中，发现了大量油藏，并均已投入开发。根据地球物理测井和岩心分析资料，A₄层为高孔隙性夹层和致密岩石夹层的交互层，然而，考虑到存在统一的油水界面(BHK)，编制开发设计时，把A₄层含油的部分看作是同一个水动力系统，并把整个巴什基尔组的油藏划为块状油藏。

在编制库列绍夫油田A₄层的开发设计所采用的地质模型中(图2)，认为孔隙性层之间通过致密岩层中的裂缝系统而形成水动力联系是可能的，并且，在最初计算石油储量时，甚至把致密夹层作为裂缝性-低孔隙性储油层包括在产层的含油体积中。在开发工艺方案中规定，在生产井和注水

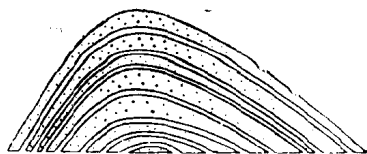


图2 库列绍夫、奥辛等油田巴什基尔组 (A₄层) 碳酸盐岩段内的油藏地质模型

井内用统一的衬管射开整个产层段。

同样认为奥辛油田巴什基尔-纳缪尔-谢尔普霍夫组碳酸盐岩段在剖面上具有水动力联系, 因此, 在开发工艺设计中, 也规定油藏用同一套生产井和注水井

井网开发, 用统一的衬管射开剖面的整个孔隙性层段。

在库列绍夫油田A₄层的开发过程中, 业已查明, 产层剖面中的致密层是渗透性层之间的可靠遮挡层, 因而, 在后来核实储量时, 把这种致密层作为非储油层扣除掉。但是, 对整个开发层而言, 设计的采油指标和实际的采油指标令人相当满意地吻合, 因而, 无须对整个开发系统作重大修改。

奥辛油田与这种情况不同, 编制开发设计时使用的具有统一油水界面的块状油藏地质模型, 结果证明是对该油藏实际的地质-物理特征的粗略简化(图2)。实施以这种地质模型为基础编制的设计方案后, 获得的技术工艺指标比计算的低50%。造成这种误算的主要原因是该油田的碳酸盐岩段地质构造的非均质性比较严重, 它至少包括两个具有独立水动力系统的油藏。含油层段下部(谢尔普霍夫组)的原油粘度比上部的高2倍也证实了这种情况。

看来, 得出多层碳酸盐岩层段具有统一油水界面的结论往往不是以勘探工作的实际资料为基础的, 而主要是使用块状油藏地质模型的结果。

近年来进行的研究证明, 当碳酸盐岩的致密夹层的厚度

达到7m或更厚一些时，这种致密夹层就成为相当可靠的遮挡层（盖层），因而在产层段的剖面中，就可能存在两个或更多的原始油水界面标高不相同的独立的层状油藏。

例如，在奥伦堡地区顿河油田多内昔组碳酸盐岩段（ B_1 层， B_1^1 层和 B_2 层）中，发现了三个独立油藏（图3）。三个油藏的分布是一个位于另一个之上，在平面图中吻合较好，在勘探程度较低的情况下，可能把这三个油藏当成一个块状油藏，这必然导致估算石油储量时产生误差和采用不正确的开发方案。

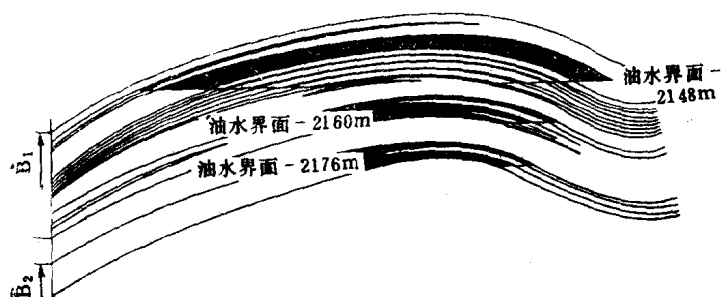


图 3 奥伦堡地区顿河油田多内昔组碳酸盐岩段内的油藏地质模型（据C.C.古多什尼科夫）

最初，甚至对已积累大量开发经验的礁块油藏也使用均质碳酸盐岩储油层的块状油藏简化模型，如加拿大的戈尔登斯派克油田。

大约从70年代中期开始，出版了许多文献，在这些文献中指出，使用的纵向上具有水动力联系的礁块储层的块状油藏的简化模型必然导致在石油储量开发的工艺过程中产生许多严重的计算错误。

实际上，礁块油藏的地质构造要比最初认为的复杂得多。例如，在加拿大戈尔登斯派克油田的一个碳酸盐岩油藏

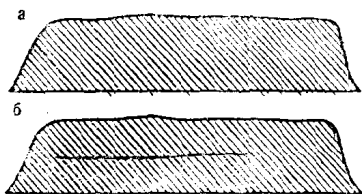


图 4 加拿大戈尔登斯派克油田

礁块油藏的地质模型

a—最初使用的块状油藏地质模型；b—具有横向遮挡层的精确的油藏地质模型

上，向礁块顶部注液化石油气开始了混相驱油试验过程，经过十年之后，才查明在剖面中存在不渗透的遮挡层（图4），它大大影响了混相驱油的效果。

可以列举出许多其它实例，来证实碳酸盐

岩油藏通常属于相当复杂的油藏。据此，为了对编制开发这种油藏的方案提供最起码的资料，必须在进行地质勘探工作时做大量的研究工作。

那种剖面上具有水动力联系的传统的碳酸盐岩块状油藏（格罗兹内一些油田上白垩统裂缝-溶洞型储油层中的油藏）的概念要尽快从总的原则中消除掉，正如实践所证明，机械地把这种块状油藏的开发经验搬到其它碳酸盐岩油藏上去，将要造成不良结果。

第三节 储油层的不连续性

A. П. 克雷洛夫院士针对陆源碎屑岩储油层提出了油层的不连续性和确定这种不连续性的方法以及把石油采收率系数划分为驱油系数和波及系数的合理性。这在前苏联确定油藏采油量和研究井网密度对石油采出程度的影响方面，在理论和实践中得到广泛应用。

Б. Ф. 萨佐诺夫在编制奥辛油田的开发设计时，曾把陆源碎屑岩储油层的不连续性这一概念应用于碳酸盐岩油藏。

在巴什基尔-纳穆尔-谢尔普霍夫组的碳酸盐岩油藏开发的工艺方案中, 根据探井 (井网密度为 $2000 \times 2000\text{m}$) 资料, 得出设计井网 ($600 \times 600\text{m}$) 的作用系数 (对储油层连续部分而言) 为0.91, 而且在工艺计算中采用了这一系数 (图5)。

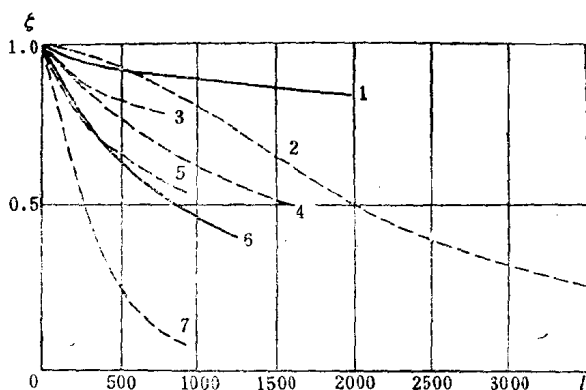


图 5 不同油田碳酸盐岩储油层的连续部分所占的比例 (ξ) 与井距 (l) 之间的关系

1, 6—奥辛油田; 2—朱迪溪油田; 3, 4, 5, 7—明斯油田;
井网密度 (ha/井) 为: 1—400; 2—64; 3—16; 4—16;
5—8; 6—25; 7—4

在编制了奥辛油田开发工艺设计之后, 很快就对该油田的两个试验区提前钻了估价井, 井距为250—500m。

根据试验区钻估价井的资料, 储油层不连续性程度比按探井资料认为的要高得多。根据估价井的钻井资料编制的储油层连续部分所占的比例与井距的关系曲线图 (见图5中的6) 得出的设计井网 ($600 \times 600\text{m}$) 的作用系数为0.58, 而不是0.91。

以后的研究也证明, 碳酸盐岩储油层的不连续结构通常比陆源碎屑岩储油层的严重。

直到最近,美国和加拿大的专家们才把A. II. 克雷洛夫提出的储油层的不连续性概念的主要原理和评价这种不连续性的方法应用于碳酸盐岩储油层。

美国的明斯油田^[29]和加拿大的朱迪溪油田^[30],碳酸盐岩储油层的连续部分所占的比例与井距之间的关系曲线(图5中的4和2)与B. Φ. 萨佐诺夫提出的关系曲线相类似。

文献[24]中介绍的资料与奥辛油田的资料相类似,根据这种资料,在稀井网条件下,对碳酸盐岩储油层的连续部分所占比例作出的评价是偏高的。

由上述油田实例可以看出,为了解决编制油田开发设计的重要实际问题,必须对碳酸盐岩储油层的不连续性作出可靠的定量评价。

常常用储油层的分布系数(储油层占油藏的总体积或总面积的比例)或作用系数来表示储油层的不连续性。但是,在油藏的钻井工作结束之前,通常不能对这些参数作出可靠评价。在实践中,广泛使用分布系数和储油层的有效厚度系数(砂岩系数)之间的统计关系,而根据探井的钻井资料,就可以相当可靠地确定储油层的有效厚度。

要改变对碳酸盐岩油藏的地质模型的认识就需要使其宏观非均质性特性的方法更加精确。例如,在伏尔加-乌拉尔地区的巴什基尔组和多内昔组的地层中,分布最广的油藏主要为层状油藏。因此,就应该象对待层状地层系统一样,评价其分层特征和不连续性特征。这样做无论是对于典型的层状油藏,还是对于非典型的层状油藏都同样适合。而且,对于非典型的层状油藏,应该根据近顶部井中储油层的产油部分的总厚度来确定边缘井和边外井中该储油层的体