

巴什基里亞三大油田的开发經驗

苏联巴什基里亞国民經济委员会
技术經济委员会編

石油工业部专家工作室譯

石油工业出版社

內 容 提 要

本書系巴什基里亞國民經濟委員會的技術經濟委員會於1958年三月在十月城召開的現場會議中，對改善杜瑪茲油田的開發情況，採用邊內注水是否合理的問題，開發什卡波沃油田布井井位密度的問題等進行的討論和總結，並對今後進一步改進油田開發方法作出了建議以及對目前採用的油田開發方法作了正確的評價等。此外，書中還介紹了“十月”石油礦務局謝拉非莫夫卡地區諸油田的開發情況。

本書對廣大的採油工作者和石油地質工作者、石油科學研究機構和石油設計院的工作人員有很大的參考價值，也可供石油院校師生閱讀。

РАЗРАБОТКА

НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

БАШКИРИИ

МАТЕРИАЛЫ СЕКЦИЙ ГОРНОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ
И ДОБЫЧИ НЕФТИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО
СОВЕТА БАШКИРСКОГО СОВНАРХОЗА

根據蘇聯國立石油燃料科技書籍出版社（ГОСТОПТЕХИЗДАТ）

1959年莫斯科版翻譯

統一書號：15037·918

巴什基里亞三大油田的開發經驗

蘇聯巴什基里亞國民經濟委員會

技術經濟委員會編

石油工業部專家工作室譯

*

石油工業出版社出版（社址：北京六鋪炕石油工業部內）

北京市書刊出版業營業許可證出字第063號

石油工業出版社印刷廠印刷 新華書店發行

*

850×1168 $\frac{1}{2}$ 開本 * 印張8 $\frac{1}{4}$ * 186千字 * 印1—2,000冊

1960年7月北京第1版第1次印刷

定價(10)1.30元

緒 言

杜瑪茲油田是在苏联东部地区发现的第一个大油田，这个油田以保持压力的方法进行开发。

从开发这个油田的头几年起，苏联前石油工业部技术委员会例会会议上定期讨论这个油田（以后也讨论其他油田）的开发情况，並拟定改进开发的措施。

在工业和建筑部門管理的新条件下，广泛地讨论合理开发油田的問題，是具有特別重大的意义的。

1957年內，全苏石油科学研究所、烏发石油科学研究所、巴什基里亚国民經济委员会巴什基里亚采油管理局和杜瑪茲石油矿务局专家們对改善巴什基里亚地区杜瑪茲及其他油田的开发情况，提出了許多建議。

为了讨论这些建議，巴什基里亚国民經济委员会的技术經济委员会矿山地質处和采油处于1958年三月在十月城召开了現場會議。

在这次會議上做报告的有：巴什基里亚采油管理局和石油矿务局的Г.П.奥瓦涅索夫，М.Т.佐洛耶夫，Ю.И.沙耶夫斯基，П.И.維图金，О.Г.阿科普揚；全苏石油科学研究所代表М.И.馬克西莫夫，М.И.庫卡賓娜，И.К.密哈依洛夫斯基；烏发石油科学研究所代表И.Г.彼尔姆雅科夫，Е.А.安得列也夫。

出席这次現場會議的有：巴什基里亚国民經济委员会企业和組織的代表；韃靼国民經济委员会和古比雪夫国民經济委员会企业与科学研究所的代表；全苏石油科学研究所、苏联科学院石油研究所、全苏地球物理科学研究所及其伏尔加-烏拉尔地球物理科学研究分所、古勃金莫斯科石油学院及其他組織的代表。

此外，俄罗斯联邦国家計劃委员会，俄罗斯联邦部长會議国

家科学技术委员会及其他中央机构的代表也参加了这次现场会议。

引起激烈争论的主要问题有：为改善杜瑪茲油田ⅡI 层的开发情况，采用边内注水是否合理的问题；开发什卡波沃油田ⅡI 层布井井位密度的问题。

科学研究所（全苏石油科学研究所和烏发石油科学研究所）的代表坚决地建议，杜瑪茲油田ⅡI 层顶部必须急速投入开发，並采用边内注水，以保持油层压力。

他们认为，如果再繼續延迟下去，那就会給油田开发带来无法补救的损失，並使油田最終采收率大大减小。

某些油矿工作人员也支持了这种看法。但是，大多数油矿工作人员和巴什基里亚采油管理局的地质师一致认为，在决定采用边内注水之前，首先必須在油田顶部进行进一步的詳探，为此，需要再打24—25口估价井；他们又认为，在杜瑪茲油田上采用边内注水是不合理的，因为边内注水会使生产井过早遭受水淹。

表决的结果，以不显著的多数通过采用全苏石油科学研究所和烏发石油科学研究所的建议。

巴什基里亚国民经济委员会根据技术经济委员会的建议，認定杜瑪茲油田ⅡI 层顶部投入开发时必须采用边内注水，以保持油层压力。

关于什卡波沃油田ⅡI 层布井密度问题，全苏石油科学研究所的代表在自己的报告和发言中，坚决主张采用排距600米、井距500米的布井井網，也就是說，每口井控制面积为30公頃。与此同时，巴什基里亚采油管理局的工作人员以及开采什卡波沃油田的阿克薩科夫石油矿务局的工作人员，則坚持較密的布井井網，即每口井控制面积应为24公頃。

巴什基里亚国民经济委员会做出决定，在开发什卡波沃油田ⅡI 层中央区时，應該以排距600米、井距400米的井位網进行鑽井，即每口井控制的面积为24公頃。

但考虑到，不仅巴什基里亚經濟行政区的广大油矿工程师和地質师、科学研究所和設計院的工作人員、高等和中等石油学校的工作人員，而且所有其他研究采油問題的企业和組織的工作人員，对于討論巴什基里亚諸油田（特別是杜瑪茲和什卡波沃两个大油田）的开发問題会感到很大兴趣，因此，巴什基里亚国民經濟委员会技术經濟委员会决定，將十月城現場會議的报告和发言彙編出版，供讀者参閱。

在本書的报告和发言中所提到的井号（除了彼尔姆雅科夫的报告之外），为了使讀者了解它們在油田上的位置，請参看本書內以下各图幅：杜瑪茲油田的井位，見М.И.馬克西莫夫的报告附圖1；謝拉菲莫夫卡諸油田的井位，見П.И.維图金的报告中附圖1，2，3和4；什卡波沃油田的井位，見М.И.庫卡賓娜的报告中附圖1。

本書各报告是經過某些删节而出版的。

原編者

目 录

緒 言

杜瑪茲油田报告

杜瑪茲油田开发情况.....	М.Т.佐洛耶夫和В.А.科別列娃(1)
改进杜瑪茲油田开发方法的措施.....	М.И.馬克西莫夫(9)
对整个杜瑪茲油田所采用的开发方法的評價	И.Г.彼尔姆雅科夫(31)
論杜瑪茲油田开发的首要措施.....	Г.П.奥瓦涅索夫(60)

发 言

Ю.П.基斯略科夫	(74)
М.С.薩依弗林	(76)
К.И.科瓦連科	(78)
А.巴巴亮.....	(81)
В.В.依謝尔斯基	(84)
論杜瑪茲油田今后的問題	А.П.克雷洛夫(87)
論杜瑪茲油田今后的开发方向	А.М.日丹諾夫(92)
进一步加强科学与生产的密切联系	К.А.巴依拉克(95)
В.И.克里沃謝也夫	(99)
М.С.彼尔尼科夫	(101)
В.С.美利克-帕沙也夫.....	(102)
論杜瑪茲油田采用中子伽瑪測井法測定油水接触面的問題	И.Л.德沃尔金(105)
油田开发科学研究工作的协作配合与发展.....	В.А.叶罗宁(110)
А.И.尼基金	(115)
М.А.盖依曼	(117)

Н.Г. 依瑪納耶夫	(120)
Н.К. 密哈依洛夫斯基	(123)
对杜瑪茲油田开发情况的分析	И.П. 尼古拉耶夫 (125)
关于杜瑪茲油田中泥盆紀和上泥盆紀底部油层的 形成条件及其构造的新認識	Н.Г. 烏斯金諾夫 (132)

結 束 語

М.Т. 佐洛也夫	(137)
М.И. 馬克西莫夫	(139)
Г.П. 奧瓦涅索夫	(142)

謝拉菲莫夫卡区油田报告

“十月”石油矿务局謝拉菲莫夫卡地区 諸油田的开发情况	П.И. 維圖金 (145)
关于謝拉菲莫夫卡地区諸油田的开发問題	Е.А. 安德列耶夫 (162)
“十月”石油矿务局康斯坦丁諾夫卡油田 ДІ, ДІІ 和 ДІІІ 油层強化开发試驗工作的初步总结报告	О.Г. 阿科彼揚 (175)

大 会 发 言

И.И. 沃夫琴科	(186)
И.Я. 尤林	(188)

結 束 語

П.И. 維圖金	(193)
----------------	-------

什卡波沃油田报告

什卡波沃油田的开发情况	Ю.И. 沙耶夫斯基 (195)
选择什卡波沃油田 ДІ 层开发設計的地質根据	

..... Н.К.米哈依洛夫斯基	(200)
什卡波沃油田ДІ 层的开发工艺設計	М.И.庫卡賓娜(203)
对全苏石油研究所所編制的什卡波沃油田ДІ 层 开发工艺設計的意見	Ю.И.沙耶夫斯基(216)

大 会 发 言

П.А.別列佐夫斯基	(223)
論什卡波沃油田ДІ 层开发設計	А.П.克雷洛夫(224)
关于什卡波沃油田ДІ 层开发工艺設計問題	К.И.科瓦連柯(230)
А.Н.沃洛諾夫	(231)

結 束 語

Ю.И.沙耶夫斯基	(232)
巴什基里亚国民經济委员会技术經济委员会矿山地質处和 采油处現場會議关于巴什基里亚油田开发現狀和远景的 決議摘要	(234)

杜瑪茲油田报告

杜瑪茲油田报告

杜瑪茲油田开发情况

杜瑪茲石油矿务局总地質师 M. T. 佐洛耶夫

杜瑪茲石油矿务局开发工艺处处长 B. A. 科別列娃

苏联前石油工业部油气田开发中央委员会于1955年九月廿七日做出決議：要拟定一系列旨在改善杜瑪茲油田边缘注水工作的措施。

在这个时期内，实现了以下几个主要措施：

1. 注水綫已接近生产井井排：

1) 亚历山大洛夫卡油田西北翼1054、1190、1055諸井开始注水；2) 阿普薩里亞莫夫卡区开始注水的井号有：338井、113井、673井；3) 十月油田已試注的注水井有：1274井、1034井、52井、521井；4) 老杜瑪茲油田1333、1334、1335三口注水井的試注工作也已結束。

2. 試注完毕並开始正式注水的注水井共48口，其中杜瑪茲油田Ⅱ_I层注水井有27口。

3. 在9个多井注水站內，已安装了高压注水泵，因此大大地提高了注水量。

4. 整个油田的日注水量由1956年元月一日的5.3万米³增加到1958年元月一日的5.85万米³，而杜瑪茲油田Ⅱ_I层的日注水量，在同一个时期內，由22190米³增加到33230米³。

5. 为了保証注水質量，重新調整了各层的注水量。

为了减小Ⅱ_I与Ⅱ_{II}两油层間的压差，將Ⅱ_{II}层平均日注水量由1956年元月一日的17930米³降低到1958年元月一日的12100

米³；与此同时，ⅡI 层平均日注水量，在同一个时期内，由22190米³增加到33230米³。

由于采取了重新分配注水量的措施，所以在存在窜流现象的主要地区，大大减低了ⅡI 与ⅡII 两油层间的压差，从而在这些地区内窜流现象也有显著的减小。

在采油区范围内，各层的油层压力平均上升了21大气压。整个油田的产油量一直保持着很高的水平。

由于采取了改善边缘注水的措施，因此各层开采情况有所好转。

ⅡI 层

从开始实现边缘注水以来，往ⅡII 层共注水5051.25万米³。

目前有24口注水井进行注水，各注水井平均吸水量为500米³/日，每日注水量保持12100米³。

最近两年内，注水量及油层压力变化情况列入表1内。

表1

时 间	注水量，米 ³	采油区内油层压力， 大气压
1955年12月份	555,805	127.1
1955年 全年	5,641,395	—
1956年12月份	476,235	150.0
1956年 全年	6,343,335	—
1957年12月份	374,845	151.5
1957年 全年	4,563,545	—

从上表可以看出，1957年的注水量比1956年减少很多。虽然在注水时存在窜流现象，但是注水量的减少还没有引起油层压力的下降，仅仅使油层压力上升速度有所变缓而已。1957年油层压

力的上昇数值为1.5大气压。

与此同时，由于减少了存在窜流现象的主要地区的注水量，因此 ΔI 与 ΔII 两油层间的压差减小很多。根据观察和计算的结果，已查明下述情况：

在717井区内， ΔI 与 ΔII 两层间的压差，由1956年一月一日的46.9大气压下降到1958年一月一日的33.4大气压。847井区内，在同一个时期内，这个压差由47.4大气压降低到25.4大气压。

在803号检查井（位于847井区内）进行的试井工作表明，从1957年5月份起，在这口井内观察不到油水接触面上升的情况，而在这口井区内 ΔI 与 ΔII 两层间的压差等于零。上述数据证明， ΔII 层的液体窜入 ΔI 层内强烈程度有显著减低。

在1956、1957两年内，由于采油区的油层压力提高了24.4大气压，所以原来用机械方法抽油的11口油井转入自喷采油了。

为了在油藏西北翼有底水部分更加充分地利用原油储量，因此在这里补打了一排生产井，其结果使生产井总井数有所增多。

从油层中采出的原油总含水量，由1956年一月一日的5.9%上升到1957年一月一日的10%。到1957年年底，由于很多水淹的生产井停止生产，总的含水量又下降到7.1%。

研究 ΔII 层水淹程度时，必须注意到东南翼第一、第二两排生产井的情况。

此处34口油井差不多没有正常采 ΔII 层的油。在34口油井中，有18口井生产，11口停产，3口回采 ΔI 层，2口变为观察井。由于脱乳设备处理能力很小，所以油井均在受控制的工作制度下进行生产。

从开始开发起，每口油井平均产油量仅占设计的39.1%。由于采油和注水工作不均匀，致使翼部目前油水接触面于1958年一月一日出现高低不等现象。

西北翼油水接触面大部分在-1479—-1482米处。从开始开发起，西北翼油水接触面平均上升了5—8米，或者每年上升

4
0.4—0.7米。

从开始开发起，西北翼内含油边界推进了200—300米，即每年平均推进17—25米。在异常区（即1109井区）内，油水接触面
上升速度和含油边界推进速度稍微大一些。

根据油矿资料，东南翼油水接触面标高为-1464—-1470
米。

东南翼内含油边界推进了500—750米，而在比庫曼尼耶夫卡
区内含油边界推进较少，只有200米。内含油边界每年平均推进40
—60米。

油水接触面上升了17—23米，即每年平均上升1.4—2.0米；
有些异常区（如1406、426、428等井区）内，油水接触面上升了
34—40米，即每年平均上升速度为2.7—3.3米。

在西北翼补打的各井鑽开了厚达6—8米的含油层。

为了更充分地利用储量，必須在油水带繼續鑽井。

Ⅱ₁ 层

从开始实现边缘注水起，往Ⅱ₁层共注水4998.29万米³。

目前日注水量为33230米³；在最近两年内，日注水量增加了
11070米³。注水量的提高其原因是，在阿普薩里亞莫夫卡区338
井、113井、673井开始切割注水，老杜瑪茲油田1335、1334、
1333等注水井也开始注水，以及在油藏周边，特别是东南翼許多
注水井投入注水。

在这个时期内，工作的注水井井数由1956年一月一日的35口
增加到1958年一月一日的51口。

中央区油井的暫閉对油层压力的上升起了很大作用。

从表2所列数据可以看出注水量和油层压力的变化情况。

因油层压力上升的结果，原来机械抽油的79口油井又轉入自
噴采油了。在窜流区，Ⅱ₁与Ⅱ₂两层間的压差变小了，因此窜
流程度有所降低。

表 2

时 间	注水量, 米 ³	采油区内油层压力, 大气压
1955年12月份	686,873	111.7
1955年 全年	7452,370	—
1956年12月份	972,270	131.0
1956年 全年	10,208,195	—
1957年12月份	1,030,020	133.0
1957年 全年	11,525,140	—

由于内含油边界的推进和油水接触面的上升,出水油井的井数有所增加,由1956年一月一日的179口增加到1958年一月一日的236口。油井按其含水率的分类如下:含水率在2%以内者40口井;含水率在2—20%者85口井;含水率在20—60%者84口井;含水率在60%以上者27口井。

必须指出,在最近几年内油井含水率发生了很大的变化:如在1956年一月一日含水率高于20%的油井有50口,到1958年一月一日已增加到111口。

由于出水井数的增加,其结果使原油的杂质含量由1955年年底的4.8%增加到1957年年底的7.2%。

在开发过程中,含油边界的推进基本上与原始含油边界相平行。截至1958年一月一日止,西北翼内含油边界推进了375米,个别地方推进了750米;内含油边界一般沿着—1479米的等高线通过。在窜流区,油水接触面的位置较高,其标高为—1460—1470米。油水接触面上升速度为0.7—0.9米/年,而在窜流区则为2.5—3.5米/年。油水接触面平均移动速度为50—70米/年。

东南翼内含油边界已越过第一排油井,在个别地方则越过第二排油井(其油层底部的标高为—1470米—1465米),并且在

土庫曼尼耶夫卡區已越過油層底部標高為-1450米的油井。這一翼油水接觸面平均移動速度為30—40米/年，在土庫曼尼耶夫卡區則高達125米/年。油水接觸面平均上升了17—22米，即每年上升1.4—1.8米；在異常區，油水接觸面上升了37米，即每年上升達3米。

為了調整含油邊界，使其均勻推進，杜瑪茲石油礦務局開發工藝處於1957年將原始儲量分成幾個部分，即將油田分成幾個儲油性質相同的地區，並計算出各區的采油速度和液體推進速度。

根據計算的數據，對許多地區的采液量進行了調整。

除此而外，在1955—1957年期間，杜瑪茲石油礦務局和烏發石油科學研究所共同對於井底壓力（即流壓）低於飽和壓力的油井工作情況進行了研究。從這些研究工作中表明，各井的井底壓力低於飽和壓力10—15大氣壓時，不會降低油井的產油率，反而會使其有些提高，這可能是由於井底附近地帶淨化的結果。

最近期間，對一組油井將要進行同樣的研究工作。如果在這個井區的研究結果已証實了上述結論，那麼這將是能夠調整儲油性質較差的井區含油邊界均勻推進的附加因素。根據對測壓井進一步的觀察已確定，往油層所注入的水有繼續向含油邊界以外的方向逕流的現象，如在1957年期間，60號測壓井內液面上升了6米，99號測壓井上升35米，622號測壓井上升6.7米。

上述各測壓井的油層壓力分別等於201.4，179.6和190.6大氣壓。

亞歷山大洛夫卡油田的ⅡI層

最近幾年內，由於含水量的增高，日產油量減低了4%。

從開始邊緣注水以來，往油層總共注入2075.34萬米³水。1957年的年注水量為406.73萬米³。

平均日注水量由12550米³減至11240米³。注水井井數為23

口。

虽然注水量有所减少，但是采油区内的平均均衡油层压力提高了21.3大气压；截至1958年一月一日的平均均衡油层压力等于140.2大气压。

油层压力的提高是由于将注水线移至1054号、1055号、1190号诸井一带所致，同时与杜玛兹油田II层的油层压力情况发生好转也有关系。杜玛兹油田II层提高了注水量，并且许多井区的注水线移至开采区附近。

由于油层压力的提高，使27口油井由机械抽油转入自喷采油，同时调整了各区的产量，如减少了中央区各井的产量，而东高点各井的产量适当地加以提高。

II层采油量中的总含水率由1956年一月一日的3.2%上升到1958年一月一日的8.6%。

除了中央区之外该油田含油边界推进一般较均匀。在中央区內，含油边界已越过第二排生产井。

西北翼油水接触面的标高为-1481—-1477米。从开始开发以来，这一翼的含油边界已推进了175—250米。惟独中央区有所不同，此区含油边界已推进500米，即每年推进速度为100米。

中央区油水接触面上升速度为1.5米/年，而这个翼的其他各区的油水接触面上升速度仅有0.5—0.7米/年。西南翼油水接触面的位置较高。

根据1957年1375号，1376号和1377号各井的鑽井资料来看，中央区过渡带上部界线的标高分别为-1456.9米、-1466.9米和1467.3米；而其下部界线的标高则分别为-1461.1米、-1469.9米和-1469.7米。这一翼的西区 and 东区油水接触面的标高分别为-1480米和-1484米。

从开始开发以来，含油边界已推进了200米，而中央区含油边界则推进了1000米。含油边界分别平均推进了50米和250米。

油水接触面上升速度不等，大部分地区为0.5—0.7米/年，惟

中央区很高，达7—7.5米/年。

必須指出，这一层的采油速度很高，特别是中央区。

如上所述，所有开采层的出水油井数和产水量逐年都有增加。

随着采液量中含水率的逐年提高，油田开发情况愈来愈复杂，因为脱乳设备的处理能力远远不能满足要求。由于这个缘故，出水油井常常关井停止生产，其产油量的损失由无水油井加以补偿。

在开发的现阶段还没有解决对含水量很高的油井进行强化采油是否合理的问题。截至1958年一月一日止，含水量很高的油井井数达40口。

在1957年，开发组根据目前的水面位置计算了剩余储量。其方法与原始储量的计算方法相同（利用单位面积储量图）。为了确定目前油水接触面的位置，曾利用了新完钻井的资料、放射性测井资料、油井大修成果、含水率的数据、油层底部位置以及油井射孔等数据。计算证明，油层采完部分的目前采收率比开发设计所规定的采收率要低得很多。

在今后继续开采的过程中，通过强化采油还可能采出一部分石油。

根据已采取的措施、对开发情况的分析和计算出来的目前采收率，可以得出如下结论：

1. 对杜玛兹油田主要开采层，即 ΠI 层，除了增加了总的注水量以外，注水工作也发生了质的变化：在许多井区注水线向前推进了，注水井的吸水能力都有所提高。

2. ΠI 层注水量有显著的减少，因此在主要的窜流区内减小了 ΠI 与 ΠII 两层间的压差，从而减低了窜流的程度。

与此同时，杜玛兹油田 ΠI 和 ΠII 两层的采油速度仍然很高，不能保证达到规定的采收率。

为了进一步改善杜玛兹和亚历山大洛夫卡两个油田泥盆系油

层的开发情况，必須做到以下各点：

1. 委托石油科学研究所編制杜瑪茲油田今后的开发設計，其中要明确规定合理的采液量和注水量。

2. 杜瑪茲油田ⅡI 层日注水量必須提高到3.8万 米³，为此，4号、952号、1038号、1272号、1041号、769号、936号、1043号、672号、56号和715号注水井必須进行試注。

3. 上面規定的日注水量，必須均匀地分配給油藏周边上的各注水井。

4. 514号和799号注水井必須停止注水，因为这两口注水井已位于目前注水井排的后面，对油层不发生作用。

5. 必須拟定杜瑪茲油田西北翼ⅡI 层油水带鑽井布署設計，其中必須規定在某些地区内注水綫要接近主要的生产井井排。

6. 西北翼ⅡI 层油水带应打15口生产井，並將其投入生产，以便充分利用这一带的儲量。

7. 应同意巴什基里亚采油管理局的建議，在ⅡI 层頂部鑽24口估价井，用它来詳細研究油藏这一部分的情况。

8. 为了提高杜瑪茲油田ⅡI 层西南部分的油层压力，必須將原設計鑽煤系地层的1372号井加深至泥盆系地层，並用其进行注水。

9. 为了积累实际資料，便于今后做出結論，必須在ⅡI 和ⅡII 两层的水淹井內进行強化采液工作。

改进杜瑪茲油田开发方法的措施

全苏石油科学研究所 油田开发室主任M. И. 馬克西莫夫

在制定杜瑪茲油田ⅡI 和ⅡII 两油层的开发設計时，当时認為，此两油层之間有一組不渗透的厚泥岩夹层，在构造的西北