

油田开发选輯

第 二 輯

石油工业出版社

编辑开发选辑

——

编辑开发选辑

內 容 提 要

在这一輯里共选了七篇文章，主要介紹布井对油層采收率的影响，油井开始水流時間的确定，地下原油体积系数与饱和压力的关系，天然气的压缩系数在計算凝析气田儲量中的应用，以及解釋油井压力恢复曲線的簡化的方法。在布井方面值得強調指出的是，在苏联巴夫雷油田上，对大井距、稀井網的布井方式，所进行的現場实验表明，用少数井开采油田完全可以达到很高的采油水平，这对我們今后油田开发的方向与方法大有参考價值。

本选輯供油田开发工程技術人員和科学研究的参考。

統一書号：15037·820

油 田 开 发 选 輯

第 二 輯

*

石油工业出版社編輯出版（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証出字第0932號

石油工业出版社印刷厂印刷 新华書店发行

*

787×1092 $\frac{1}{2}$ 开本 * 印张2 * 40千字 * 印1—1,000册

1960年1月北京第1版第1次印刷

定价（10）0.28元

目 录

- 一、 井数和井位布置对油层采收率
的影响 苏联Ю.П.包利索夫(1)
- 二、 大井距、稀井網的現場
实验 苏联О.И.多罗霍夫等(11)
- 三、 油井开始水淹時間
的确定 苏联А.Н.別列別里金(22)
- 四、 地下原油的体积系数与飽和压力之間
的关系 羅馬尼亞Р.別勒齐亚努等(25)
- 五、 計算凝析气田儲量时天然气压縮系数
的应用 苏联А.С.达尼洛夫(36)
- 六、 在关井后存在液流的情况下压力恢复曲綫
的簡化解释方法 苏联Ф.А.特列宾等(45)
- 七、 对“在关井后存在液流的情况下压力恢复曲綫的簡化解释
方法”的一些补充 苏联Ф.А.特列宾等(56)

井数和井位布置对油层采收率的影响

苏 联 И.П. 包利索夫

井位的合理布置对于正确組織采油工作，亦即对于拟訂油藏开发設計來說，是具有重要意义的。

在其他条件相同的情况下，如果所布置的油井井位能保证最低的原油成本和尽可能高的原油采收率的話，那么这种布井方法就应该算是合理的方法。

关于布井的一些主要問題在参考文献[1,2,3,4,5,10]中均有說明。

在本文中我們来談談井数和井位布置对油藏采收率的影响。由于这一問題目前还研究得很少，我們除簡述过去作过的研究工作以外，还将談到研究井数和井位布置对原油采收率影响的一些可能方法。

到目前为止，在实验室中已經作过很多研究原油采收率的实验工作，这些实验就是用水把油从較小的孔隙岩样中挤出来。在这些实验工作中研究了各种物理化学因素、岩石和液体的性質、以及渗滤速度和通过岩样的水的体积，对石油或是对作模型实验时代替原油用的液体的采出有何影响。所有这些研究都涉及到水挤油过程的“微力学作用”問題。井数和井位布置，仅当它們引起油层驅动类型或采油速度发生变化时，才会影响到这种“微力学作用”。而且大家也知道，开发速度（渗滤速度）的变化一般对于原油采收率影响很

小。所以在大多数情况下，在拟订设计时所分析的开发方法的范围内，井数和井位的布置不会影响水挤油过程的微力学作用，因而对原油采收率也没有影响（原油采收率可以通过实验室的岩样试验获得）。如果不同的开发方法中考虑到不同的油层驱动类型的話，那么在作设计时就应当把这一点估计进去。

然而，在开发油田时，渗滤过程并不像实验室里试样中的渗滤过程那样简单。在所开采的油藏的不同点上，渗滤速度可能差别很大，有时当油田的这一部分水挤油（冲油）过程实际上已经全部结束时，那一部分还没有开始，而在油田的另一部分，在该种开发方法下，也可能这种过程永远也不会开始。油藏中渗流情况如同“大力学作用”一样，它与井数、井位布置和驱动方式有关系。在油田开发的任何期间里，也包括开发过程的末期在内，油层各个部分被水冲刷的情况都将不一样，而且个别地方可能完全受不到水的冲刷作用。所以，为了正确估计在该种开发方法下石油被采出的程度如何，就必须掌握每一个部位的排油情况的资料。因此，对于油层的每一点都应当知道，油水接触面是否通过它了，如果已经通过的话，那么在它通过以后有多少液体流过这一点。

正如实验所证明，在石油粘度不太大（不超过几个厘泊）的情况下，大部分的石油在油水接触面未通过岩样以前就都被挤出（在不含水阶段），而后来在冲洗过程中只采出比较少的石油。所以，对许多油田来说，在初期可以采用活塞式驱油方式，并认为油水接触面所通过的油层部分的采收率，等于或稍为大于（考虑到油层受到某种程度的洗刷作用）试样在无水阶段的原油采收率。这样，要确定整个油藏的原

油采收率，就必需确定，在油藏的哪些部分將发生水排油作用，亦即，在开采結束前油水接触面將通过多大的油藏体积。我們把油水接触面通过的油藏体积与油藏整个体积之比，叫做排油体积系数。那么对于具有水排油驱动条件的油藏，其原油总采收率，显然等于小岩样的原油采收率（可通过實驗室实验求得）与排油体积系数的乘积。

岩样的原油采收率与井数和井位布置情况无关。而排油体积系数与生产井的井数、井位的布置以及生产方式都有关系，因为，就是这些因素决定着开发过程中油层液体的渗流情况的。但是，对于无断层和均質的边水驱动的理想油层，用一般理論上的道理来解释不难使人理解，其含油边界的推进速度及其輪廓，將与采油速度和油藏各部分采油量的分配情况有关系，而与井数和井距无关。对排油体积系数以及原油采收率有影响的，仅仅是最后一排生产井井排內的井距，因为，死油区的大小或按B.И.亚科夫列夫的术语叫“隱留的残油”的面积，也就是各井之間未发生水排油作用的地区的大小，是与这些井距有关系的。

全苏石油研究所在1954年作羅馬什金油田的开发总体設計时，曾經第一次尝试在設計过程中計算並从經濟上估計这类原油的损失，以及在不同布井方案下分割注水綫上的石油损失。由于油藏被切割成为一些較大的独立的开采区，所以上述的原油损失与所采出的儲量相比是不大的，並且油藏的排油体积系数很接近于1（只相差1—2%，很少差到3%）。

对于实际上不均質的油层來說，情况較为复杂。在这些油层中可能遇見渗透率比其周圍部分低几倍的，而且沒有被

井打开的地区（透鏡体）。这些透鏡体中排油过程将会慢得多，並且可能在油水接触面的后面留下石油“小島”。正如理論計算和裂隙模型實驗的結果証明，从这些小島流入生产井的油流很小，水的百分比很大，並且到了一定时期，再繼續开采这些“小島”就开始不合算了。

全苏石油研究所在制訂羅馬什金油田的开发总体設計时，根据或然率的理論也曾試算过这类“小島”中石油的損失量。考虑到这个因素后，所設計的采收率就減低了15%。但是这些損失了的石油並不是不能得到的，在大部分儲量采出以后，在采用二次采油法对油藏进一步开发的过程中可以把它采出来。

此外，实际的油层往往不是均質的，和連續不間斷的，而是被許多粘土和渗透性很小的粉砂岩的夹层分隔成一些单独的、在部份地方尖灭的夹层。在开采这些油层时可能形成“死胡同”，亦即不流通的区域，这些区域的石油在主要开采阶段內也不能采出。很明显，生产井的井網越稀疏，可能的“死胡同”的面积也就越大，而排油体积系数也就越小。

在全苏石油研究所由A.П.克雷洛夫創議，开始对羅馬什金油田，后来对杜依瑪茲油田，試算了这些与井距有关系的原油損失量。为此，在最初沿着生产井和注水井井排繪制了一些横剖面。在羅馬什金油田上井排中的平均井距为500—600米。在計算排油体积系数以及原油采收率时，初步認為，那些仅仅被一口井打开，或是完全沒有被打开的小透鏡体將开采不到，而其中的全部石油將會損失掉，因为，所設計的開發方式下（当井底压力沒有降到远远低于飽和压力时），由于弹性膨胀而获得的采收率可能仅仅等于2—3%。不包括

上述透鏡体的油层截面面积与整个油层截面面积之比，也就是排油体积系数。計算是取实际井距为600米的生产井和附近的一些井距为1200，1800和3000米（能被600除尽）的生产井为依据的。这些研究工作都是很初步的。

必須指出，如果剖面上某一块透鏡体只要被一口井所鑽开的话，那么这就包含了不在剖面上的其他井也可能鑽开它的可能性，因而，透鏡中的某一部分石油是可能被采出来的。所以，按这样計算出来的损失量可能偏高了一些。

另一方面，初步認為被2—3口井鑽开的透鏡体，会完全被开采到，然而，实际上这些透鏡体不会被完全开采到的，因为开采水淹井在經濟上的合算程度是有限制的。

按剖面对原油采收率所作的初步评价指出，排中井距为600米（每口井控制面积为50—60公頃）时，透鏡体内石油的损失量达3%；而在井距为1500—1600米（每口井控制面积250—350公頃）时，石油损失量为10%。

根据計算来看，从每口井控制面积为70—50公頃时起，每口补充生产井所带来的儲量增长值已經就不很大了，再繼續加密井網所增加的采收率就不很多了。

后来，为了同样的目的，在研究井網較密（ 400×500 米）的杜依瑪茲油田 Π_1 层的构造时，不仅利用了剖面，还利用了产油层各个小层的分布图。根据 Π_1 油层中所划分出的所有9个小层的分布图，計算出了平面图中仅被一口井鑽开的透鏡体的体积。最初計算了現有井網 400×500 米时的损失量，然后計算了較稀井網（ 550×700 ， 700×900 和 900×1100 米）时的损失量。这样的透鏡体的体积在井網为20公頃/井时是整个油层体积的0.5%，在井網为60公頃/井时佔整个油层体积

的1%以下，而在井網为100公頃/井时佔整个油层体积的1.8%以下。

这些数值大約都与石油儲量的損失相符合。

所有上述的研究工作，都仅仅还是研究原油采收率和井数与井位布置关系的开始。这些研究工作必須全面加以发展和改进。

这个問題在其它国家也研究得不夠。于1949—1951年，美国石油学会所組成的一个專門委员会，曾經进行过井位布置的研究工作。这个有大学者参加的委员会，作出了原油采收率实际上与井数无关的这样一个結論。M.馬斯凱特在他所著的一本書〔9〕中写道：“物理上和理論的認識，都不能指導我們依靠矿場上井位的布置来重大地改变物理上可能的总采油量，实验室的实验也不能給予我們这样的指導……”。

“对于边水压力驅动的油层，甚至工业总采油量也与井位的布置无关”。

74个水压驅动油田的資料也未表明，井位布置对实际原油总采收率有影响。井位的布置，可以与其他一些看来对原油采收率的影响比它大的因素区别开来”。在这本書內，在“井的平均控制面积，以公頃計；孔隙空間的残余原油饱和度，以%計”的座标上，实际点表明在每口井控制面积为1—27公頃的範圍內，这些数值之間无关系。在这些範圍內的平均残余原油饱和度，在水压驅动的条件下为35%左右。但是，由于各个油藏的参数差别很大，使得实际点很分散。这也就迫使M.馬斯凱特在最后作了預先声明。

接着，M.馬斯凱特作出結論：井位的布置应当根据油层的长度和經濟上的因素来确定。

后来，克列依茲与格列維尔〔6〕，C.洛基干〔8〕，以及克普林格尔〔7〕，也都作出了同样的結論。他們还指出了最近在美国所看到的一种傾向，即在油田上按照更稀疏的井網——每口井为32, 64甚或达128公頃的井網去打井（如尤塔州魯茲維爾塔油田）。在苏联，全苏石油研究所和其他一些机构的設計中也出現了这种傾向。

根据上面所述可作出下列結論：就目前正在采用和設計中的开采方法的現有資料而論，在所談到的条件下原油采收率与井網的密度和井的相互位置没有关系或是关系很少。

但是，关于井距对原油采收率影响的問題並沒有失去其现实意义；相反地，由于出現了增加井距的傾向，這個問題就具有很大意义了。

近年来，采用了許多能使生产井产量大大提高的方法，如边外注水和边緣内注水法，增高注水綫上压力的方法，降低生产井井底压力法，注水綫轉移法，油层压裂法及其他方法。这些強化采油法在大多数情况下对提高油藏产量的作用要比增加井数的方法还要大。所以，把增加井距的方法与上面所談到的油层強化开采法結合起来，就可以在能滿足国民经济需要的高速度开采油藏的条件下，和在生产井井数不大的条件下，来大大減低采油成本。

这里产生了一个問題，就是井距可以增加到何种程度，也就是說，在什么样的井距下采油所造成的損失会超过因減少井数而在經濟上所帶來的益处？要解决這個問題就必須考慮到具体油层的不均質性資料。

到目前为止，对于油层不均質性的程度还没有一个清楚的概念。

按一般的印象去评价油层不均質性是非常主观的。

为了要根据儲油层的不均質性来确定石油从地下采出的程度，必須对油层的不均質性确定一些完全客观的标准。这些标准必須反映出那些严重影响开采过程和开采結果——即石油从油层中采出来的程度的因素。

正如大家所知道的，油水接触面的移动情况与油层厚度及其渗透性、孔隙度有关系（压缩性和其他因素的影响可以不考虑）。因此，对这些参数的数值在面积上和垂直剖面方面的变化，应找出标准反映出来。油层不均質性的标准，应当反映出上述参数从最小值到最大值的变化情况——变化“幅度”，亦即在层面和垂直层面方向这些参数的变化“頻率”。

由于在所有的与液体流量和压力降有关系的水动力学公式中，都有厚度与渗透率的乘积，並且在研究油层中液体体积以及接触面移动情况的时候，厚度与渗透率的乘积也是需要决定的数值，因此，可以只研究两个参数：1. 对粘度为 1 厘波的液体的油层液体传导性——厚度与渗透率之乘积；2. 孔隙空間厚度（按B.П.亚科夫列夫术语）——厚度与有效孔隙度之乘积。

对于油藏的任何一点来说，这些参数的值都不可能很精确地知道，尤其是在进行开发設計阶段更是这样。所以，为了正确布置井位和确定出合理的井数，显然，只有使用油层某一部分的这些参数的数值及其变化情况的資料，同时不得不利用儲油层近似分类表来代替上述参数的具体变化情况。儲油层近似分类表要指出带有不同层段参数的儲油层百分比，並表示出这些参数从一个层段轉变为另一个层段的速度。

上述标准的研究工作，是在全苏石油研究所油田开发設計方法实验室内，根据烏拉尔—伏尔加含油区許多油田的資料进行的。研究的是儲油层岩石渗透率和厚度变化的特性，主要是这些参数在面积上的变化范围和速度，以及儲油层被渗透率小的夹层所分隔的情况。这些資料預計用于水挤油过程，即油藏开采过程的水动力計算方面。

在任何一种布井方法的情况下，任何一个油藏的开发过程在原則上都可以用模型——計算示意图表示。在这种模型上有一定的电流管組同时並联工作，其中每一个管都代表着本身的渗透率、横截面和长度。根据油层不均質性和布井情况，可以用模型中不同的电流管組来表示出开发情况。用这种模型計算的結果，可以得出在各个时期內开发过程的各项指标、产量、含水百分数和采油程度。

1957年在全苏石油研究所編制羅馬什金油田阿里克耶夫区的开发設計时，就是根据这种示意图来进行計算的，並且考虑了儲油层岩石的“断續性”和渗透率在面积上的变化。采用了邻近具有类似儲油层构造，且已經鑽过井的地区的实际資料，来作为原始資料。在这个設計中考虑了关闭一些不同含水百分率的油井，也考虑了把注水綫轉入水淹生产井对原油采收率的影响情况。这些計算有力地証明了，关闭一些具有一定含水百分率的井（要根据它們的位置）和移动注水綫的合理性。

在上述計算示意图中，也可以根据理論上和实验上的資料，表示出油层每一部份水推油过程的“渐进性”。在这个示意图上还可以表示出，油水接触面在油藏不同部位和不同夹层中的不同位置。

这个方面的工作应该繼續开展。

为了証实上述計算的原始資料，必須詳細分析使用所有研究油层的方法的可能性，其中包括采用微电极系和各种放射性同位素的地球物理方法，深井流量計量測，稳定渗滤和不稳定渗滤水动力研究，以及这些方法的不同結合研究法。

参 考 文 献

1. Борисов Ю. П., Крылов А. П. К вопросу о размещении нефтяных скважин. НХ, № 1, 1958.
2. Борисов Ю. П. О рациональном размещении нефтяных скважин в полосовой залежи. Труды ВНИИ, вып. 8, Гостоптехиздат, 1956.
3. Борисов Ю. П. О наивыгоднейшем размещении эксплуатационных скважин на нефтяных залежах круговой формы. Труды ВНИИ, вып. 19, Гостоптехиздат, 1958.
4. Крылов А. П., Глоговский М. М., Мирчинк М. Ф., Николаевский Н. М. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1948.
5. Крылов А. П. Принципы и методы проектирования рационального размещения скважин. Труды МНИ, вып. 5, Гостоптехиздат, 1947.
6. Крейз Р. и Гленвилл Д. Планируйте размещение ваших скважин заранее. Oil and Gas Journ, 1956, VII, № 56.

7. К сплингер Ч. Как определить наибольшую эффективность системы расстановки скважин на месторождении. Oil and Gas Journal, 1954, X, № 22.

8. Ло гига н С. К вопросу о расстоянии между скважинами. Берлин, 1955.

9. М а с к е т М. Физические основы технологии добычи нефти. Гостоптехиздат, 1953.

10. Р о з е н б е р г М. Д. К вопросу о наивыгоднейшей расстановке скважин в нефтяных пластах с водонапорным режимом. Труды МНИ, вып. 11. Гостоптехиздат. 1951.

石油工业部专家工作室译自

“Исследования Нефтегазачи пласта”, Гостоптехиздат, 1959.

大井距、稀井網的现场实验

苏联 О. И. 多罗霍夫、И. Г. 波盧揚、С. А. 苏尔旦諾夫

最近几年来, 由于采用了新的油层增产方法, 使得按油层中液体流动过程和工作剂注入油层的过程来布置的生产井網, 大大地稀疏了, 因而大大地改变了开发指标: 油井的平均产量提高了, 每吨原油的成本降低了。例如苏联首先在杜依瑪茲油田上采用了在油藏边外地区注水保持抽层压力的新的开发方案, 結果使該油田每口生产井所控制的面积从 5—6 公頃提高到 20 公頃。

在杜依瑪茲油田上, 由于采用了这一新的开发方案, 使油井都能用簡單而便宜的自噴采油法进行生产, 从而使油井

的平均日产量保持在40—60吨之間，保证了目前的采油量稳定在較高的水平上。

鉴于这种新的开发方案具有較高的效率，因而它能在苏联的其他油田上得到广泛的推广。

全苏石油科学研究所进行的研究工作表明，进一步减少生产井数是有可能的。但是，在这种情况下，为了保持較高的开采油藏的速度，必須同时采用較強烈的油层增产方法。

这类強烈的油层增产方法有下列几种：

1. 在采用边外注水的同时，另定数排注水井，把油藏分割开来進行边内注水；
2. 在注水綫上和注水带内大力增高压力，使其高于原始油层压力；
3. 降低生产井中的井底压力。

正如专题研究工作〔1〕所証明的，由于采用了这些強烈的油层增产方法，使生产井井距能大大增大，生产井的平均产量和开发方案中规定的技术经济指标大大改善。

但是，增大生产井井距在某种程度上会降低石油采收率。

杜依瑪茲油田和羅馬什金油田明尼巴叶夫地区的 μ_1 岩层，其油层結構是連續的。对 μ_1 岩层儲油条件所进行的研究表明，若把生产井井距加大到每口井控制60公頃的面积，原油的损失不会太大〔2〕。

在現代的开发設計中，为了能夠从油层中采出更多的石油，常常規定在开采油藏的过程中，要进行一系列的研究工作，以便进一步探明油藏地質构造和不发生水推油作用的地带。在这些地带内以及在含油边界推进的地区，要用开发設

計中所規定的备用井来加密井網。

1957年4月，苏联原石油工业部中央油气田开发委员会，在討論开发羅馬什金油田的修正設計（系全苏石油科学研究所的研究工作人員所編制）时，有些专家怀疑，在这些地区采用少量的生产井，是否能达到开发設計所規定的在开发第一阶段的采油水平。

設計中建議在第一开发阶段布置生产井的密度，基本上就用目前羅馬什金油田中部已用的、每口生产井控制40—60公頃面积的井網。

有些人怀疑油井产量是否能达到40—60吨以上，并且推測說油井产量高將會使生产井水淹过早。

过去，有人認為，对于东部地区的油田來說，最“合理”的井網是每口井控制20—24公頃的面积，油井的日产量不超过40—60吨以上。

由于有上述的怀疑和反对意見，中央油气田开发委员会建議全苏石油科学研究所，协同鞏鞏石油科学研究所和巴夫雷油矿管理局的工作人員，在巴夫雷油田上进行一些研究工作，使采油量在井数大大減少的情況下达到原有的水平，找出布井密度的依据。

选定巴夫雷油田进行实验工作，是因为油藏四周注水比較均匀，注水带内油层的压力达200—210大气压，大大超过油层原始压力（175大气压），生产井的井底压力平均为144大气压，而油井不含水的原油自噴压力界限为104大气压，等等，也就是說，有可能关闭一部份生产井，而只用降低井底压力的方法，提高邻井的产量。

当时在正式进行实验工作之前，需要詳細研究下面几个