

This policy brief is based on a policy paper titled 'Licensing and Upstream Petroleum Fiscal Regimes: Assessing Lebanon's Choices' which was commissioned by LCPS and funded by the International Development Research Center.

## Lebanon's Upstream Oil & Gas Legislative, Regulatory and Fiscal Framework: Regional Comparison

Carole Nakhle

### About the author

Carole Nakhle is the director of Crystal Energy (UK). As an energy economist, she has more than eighteen years of experience in international petroleum contractual arrangements and fiscal regimes for the oil and gas industry, world oil and gas market developments, energy policy, and revenue management. She has worked in the oil and gas industry (Eni and Statoil), policy making (Special Parliamentary Advisor in the House of Lords), academia (University of Surrey), and as a consultant to the IMF, World Bank, and Commonwealth Secretariat. Dr. Nakhle is a research fellow at the Lebanese Center for Policy Studies and a scholar at the Carnegie Middle East Center. She has published two books and numerous articles and writes for academic journals as well as newspapers and magazines. As an energy expert, Dr. Nakhle is a regular contributor to the Geopolitical Information Service. She lectures, among others, at the Graduate School of International and Development Studies in Geneva, and is a sought after commentator on energy and geopolitics in the press. Dr. Nakhle is the founder and director of the nonprofit organization 'Access for Women in Energy' and is program advisor to the Washington-based International Tax and Investment Center (ITIC).

### Executive Summary

Doubts have been raised and criticisms continue to be made about Lebanon's choice of its upstream petroleum legislative, regulatory, and fiscal terms and strategies to award oil and gas licenses. This is not surprising given the fact that it is a completely new experience for Lebanon, a country often stuck in stalemates stemming from political disagreements. Despite this, there are some internationally recognized guiding principles that Lebanese policymakers can follow. In terms of the allocation strategy, Lebanon selected competitive bidding, which is a positive step since this method is increasingly popular and supported by the international community. One concern in Lebanon, however, is the choice of biddable parameters, which should be reviewed further. In terms of block delineation, Lebanon's offshore block sizes do not fall outside the reasonable range, especially when the exploration risk and the relinquishment rule are taken into consideration. With respect to petroleum regulations, Lebanon seems to offer a middle ground between Cyprus and Israel. Some question whether the choice of petroleum fiscal regime Lebanon made is the correct one. In reality, the type of regime is less relevant. Fiscal regimes can be made equivalent in terms of both control and overall economic impact for given oil and gas prices. The design of the regime, the interactions of different fiscal and quasi-fiscal instruments, and the details related to the imposition of different instruments, among others, are far more important. The government should not focus on a specific instrument and instead take into account the overall impact on the fiscal regime and the investment climate, under different oil and gas price scenarios.

## Introduction

Doubts have been raised and criticisms continue to be made about Lebanon's choice of upstream petroleum fiscal terms and strategies to award oil and gas licenses. This is not surprising given the fact that it is a completely new experience for Lebanon, a country often stuck in stalemates stemming from political disagreements. What complicates the situation further is the fact that there is no one ideal strategy that Lebanon can follow. There are, however, some internationally recognized guiding principles that Lebanese policymakers can follow.

The following sections of this policy brief will look into the choices that Lebanon has opted for in terms of awarding contracts and the upstream petroleum legislative, regulatory, and fiscal regime—whereby the latter includes not only taxes but also instruments such as royalties, bonuses, state participation, and production sharing—and compare them to the strategies followed in Cyprus and Israel.

At the time of publishing, the details of Lebanon's fiscal regime have yet to be finalized. The analysis carried out in this brief is based on the draft Model Exploration and Production Agreement (EPA) that was made available to the author in February 2014. The brief also incorporates information based on comments made by the Lebanese Petroleum Administration (LPA) on the earlier submission of the paper in September 2014, in an attempt to bring it in line with revisions made to the EPA since.

## Licensing

This section examines the allocation strategy Lebanon has opted for. Additionally, it focuses on the license's terms, mainly the license duration and block delineation, and compares Lebanon's choices with those of Cyprus and Israel.

### Allocation Strategy

Lebanon's offshore oil and gas sector is governed by the Offshore Petroleum Resources Law (OPRL, Law 132 24/8/2010), the Petroleum Activities Regulations (PAR), and the EPA. The first question that arises from this framework is whether a separate law will be developed to cover onshore activities. According to the LPA, an onshore law 'is not yet even discussed'. In most countries, one law applies to both onshore and offshore.

The OPRL refers to awarding licenses through licensing rounds (Article 7) but does not specify the biddable terms. The interest from international oil companies (IOCs) and discoveries made in neighboring countries create a suitable ground for competitive bidding. The Lebanese government further tried to reduce—though not eliminate—the perception of risk in its unexplored waters by preparing comprehensive data packages that were sold to interested companies.

Competitive bidding is increasingly popular globally. The success or failure of an auction, however, largely depends on its design and the government's commitment to transparency, where rights should be allocated in a climate of openness and the highest standard of professionalism and adherence to international practice—issues that worry many in Lebanon.

Lebanon has adopted a rather prescriptive approach to awarding licenses. The pre-qualification criteria that the country selected clearly created a bias toward

large oil companies, the rationale being that Lebanon's oil and gas resources lie in deep water and the larger players have the expertise and capital to exploit them. Cyprus offers more relaxed rules while Israel's regulations are highly prescriptive. For instance, in Israel, the regulations demand certain minimum experience requirements in offshore exploration and production activities as a pre-condition to granting petroleum rights covering offshore areas of various water depths.

Lebanon requires that the operator holds a minimum participating interest of 35% and each non-operator a minimum of 10%. Furthermore, the OPRL (Article 1) states that the EPA is concluded between the state and 'no less than three Right Holders, one of which is the operator.' Such requirements are not found in Cyprus and Israel.

According to Lebanon's Pre-Qualification Decree (Article 3, s.3), 'the Right Holder may be either one company or a group of companies, at least one of which must prove that it is able to meet the pre-qualification eligibility criteria set forth in the present Decree.' The provision is in line with the OPRL's definition of a right holder, which can be 'any joint stock company which is participating in Petroleum Activities pursuant to this law through an Exploration and Production Agreement or a Petroleum License that permits it to work in the petroleum sector.' However, the provision can be subject to misinterpretation and criticism, as even individual companies that do not meet the minimum criteria can still participate, indirectly, in the licensing round. One possible explanation for such a provision is that the government wants to give local, small companies with no or limited expertise in petroleum operations the chance to enter the sector.

Given the minimum requirement of three right holders, the total number of consortia that can therefore be formed will be smaller than the total number of companies that were pre-qualified. Furthermore, a difference exists between companies that pre-qualify, those that will actually bid, and the number of contracts awarded at the end. The numbers will shrink as we move toward the latter category.

The rationale for the Lebanese government to fix the minimum number of right holders might be to establish a competitive landscape with a variety of players, to control costs and share risks and capital. Some, however, would argue that such a provision is not necessary, since in practice, unincorporated joint ventures are a well-established feature of the oil and gas industry structure, particularly in the upstream sector.

In Cyprus and Israel there are no requirements on the number of applicants per petroleum right that can be granted to one or more parties. However, Cyprus offers more relaxed rules in terms of pre-qualification requirements.

Originally, the February 2014 version of the EPA included the following biddable parameters: Work program, cost recovery ceiling (which limits the amount companies can claim as cost each year), and profit sharing (sharing of profit between the investor and the government), the latter being on a sliding scale, related to profitability through the R-factor, which is the cumulative post tax receipts divided by cumulative expenditures.

International good practice favors setting a limited number of clearly specified criteria for the award of a license (maximum two), especially in countries with limited expertise in oil and gas matters and constrained administrative capacity, like

Lebanon. Even in a country like the US, which has more than a century of experience in oil and gas, the legislation forbids the use of more than one bid variable.

Cyprus, which like Lebanon awards licenses through competitive bidding, is perhaps an extreme example as almost all the fiscal and non-fiscal terms are biddable or negotiable. These include the work program, signature and production bonuses, cost recovery ceiling, profit petroleum, and training fees (as per the Model PSC 2007 and 2012). It seems that Cyprus was simply in a 'rush' to allocate its licenses, particularly given its financial difficulties that began in 2008 and deteriorated further in 2012.

In Israel, petroleum rights are granted in response to applications submitted from time to time. The petroleum law also enables the granting of licenses for exploration and leases for production by way of competitive bidding. The latter procedure, however, has not been used yet and no information on the bidding parameters is available. One explanation could be relatively limited international interest. The oil majors appear to be hesitant about investing in Israel because they fear endangering their more lucrative investments in Arab countries. The political risk in Israel is also seen as significant, including the fact that the country's regulatory and fiscal framework for upstream oil and gas has been revised on several occasions, negatively affecting investors' confidence.

Typically, the size of the bid that investors place corresponds to the project's anticipated profitability and underlying economics. Oil projects usually attract greater bids than gas projects as the pre-tax profitability of a gas project tends to be lower than for an oil project of similar size. Similarly, the more onerous the fiscal terms, the lower the bids are and vice versa. There is also clear evidence that in times of high prices investors are willing to make more substantial bids, but they are more conservative when oil prices are low. The decline in the price of oil by more than 70 percent since summer 2014 is likely to act as a disincentive for high bids in Lebanon should the licensing round take place during such a period.

### **License Duration and Acreage**

There are significant variations between license durations and extensions as well as relinquishment rules between the countries assessed (table 1).

In Lebanon, the issues of exploration license duration and extension would have benefited from further clarification, as the existing provisions in the OPRL and Model EPA can lead to different interpretations, especially with respect to the exploration phase and period.

From the OPRL (Article 21), one can presume that the exploration phase is a maximum of ten years including any potential extension. The OPRL does not refer to the division of the exploration phase into several periods. The PAR, however, in Article 30, states that the phase 'may be divided into periods of time related to the work plans submitted by the Right Holder in the Exploration and Production Agreement.'

Following direct input from the LPA and according to the Model EPA, the exploration phase is divided into two periods: Period 1 (three years) and Period 2 (two years). Only Period 2 can be extended by one year for appraisal, thus the

total exploration phase period could be six years. At the end of Period 1, the right holders relinquish 25% of the block.

The exploration phase can be extended 'for justified operational reasons or Event of Force Majeure, subject to Council of Ministers approval,' as long as the total phase does not exceed ten years. On each extension, a relinquishment rule of 50% would apply. This is the only rate specified in the OPRL. Such a formulation of extensions and relinquishment rules could have been kept much simpler. Greater consistency between the law, regulations, and Model EPA is recommended.

Compared to Cyprus and Israel, Lebanon offers the shortest duration of the exploration phase (five years compared to seven in Cyprus and Israel, excluding the possible extension for appraisal). However, when including the possible extension of the exploration phase, Lebanon offers the longest duration. With respect to the relinquishment rule, the provision in Lebanon falls on the lower end, except when the extension of the exploration phase is provided, when the relinquishment rule falls on the other end.

The treatment of the appraisal time varies between the three countries. In Lebanon, in principle the extension is for one year; in Israel it is for two years. According to the 2012 Model Production Sharing Contract (PSC), Cyprus offers six months for the appraisal of an oil discovery and up to two years for a gas discovery. Investors typically need a longer appraisal period for natural gas before declaring a discovery commercial—the latter depends on the availability of sufficient gas reserves and on guaranteeing commercial markets.

There also seems to be wide variations between block sizes across the three countries as well as within the same country (for instance Cyprus<sup>1</sup>) (table 2). Lebanon has divided its offshore area into ten blocks. The block size, however, has been criticized as too large. In practice, there is no ideal block size. The geological risk, the type of opportunity, and the relinquishment rules should all be taken into consideration.

Cyprus offers the largest blocks on average, while Israel the smallest (figure 1). However, in Cyprus one application is made per block and separate applications can be made by the same applicant for more than one block. In Israel, the regulations limit the maximum size of an offshore right to a maximum of 400 square kilometers (400,000 dunams) and no person shall hold more than twelve licenses or hold licenses for an aggregate area exceeding 4,000 (4 million dunams).

<sup>1</sup> Turkey disputes the blocks delineation made by Cyprus. The analysis of this dispute is for the legal community and goes beyond the purpose of this paper.

Table 1 Duration of petroleum rights in Cyprus, Israel and Lebanon

	Lebanon	Israel	Cyprus
<b>Exploration</b>			
Initial Period	3	3	3
2nd Period	2	-	-
1st Renewal Period		Up to 4	2
2nd Renewal Period			2
Total Excluding Appraisal	5	Up to 7	Up to 7
Extension for Appraisal	5	Up to 2	0.5-2
Total	Up to 6	Up to 9	7.5-9
Exploration Phase Extension	Total phase 10		
<b>Relinquishment Rule</b>			
	25%-50%*	Up to 40%	At least 25%
<b>Production</b>			
Phase I: Initial period	25	30	25
Phase II: Extensions	5	20	10
Total	Up to 30	Up to 50	Up to 35

\* 25% of Area must be relinquished at the beginning of Second Exploration Period; 50% of Area (cumulative) must be relinquished in case of extension of Exploration Phase

Sources **OPRL Law 132 24/8/2010; Israeli Petroleum Law No 5712-1952; Cyprus Hydrocarbons, Prospection, Exploration and Exploitation Regulations. 2007 and 2009 and 2012 Model PSC.**

Table 2 Size of block areas in Km<sup>2</sup>

	Lebanon	Israel	Cyprus
Minimum	1,259	128	1,440
Maximum	2,374	400	5,741
Average	1,790	369	3,920

Sources **Deloitte, Israel Opportunity Energy Recourses LP, Adira Energy, Zion Oil and Gas.**

Figure 1 Comparison of offshore block delineation

Lebanon



Israel



Cyprus



Resources LP; Republic of Cyprus Ministry of Energy, Commerce, Industry and Tourism

## Petroleum Fiscal Regime

Two types of fiscal regimes prevail in oil and gas exploration and production activities: Concessionary and contractual systems. The concessionary system originated at the very beginning of the petroleum industry (mid-1800s) and still predominates in OECD countries. The contractual regime emerged a century later (mid-1950s), and has been typically favored by developing countries. Australia, Canada, Norway, and the UK, for example, operate a concessionary regime, under which companies are entitled to the ownership of extracted petroleum. By contrast, countries like Angola, Azerbaijan, Iraq, and Nigeria apply a contractual regime, whereby the government retains ownership of production. Lebanon opted for the contractual arrangement, which is also popular in the region.

Because modern concessionary regimes include various combinations of a royalty, an income tax, and a resource rent tax, they are also known as Royalty and Tax Systems (R&T). Under contractual regimes, an oil company is appointed by the government as a contractor for operations in a certain license area. The company operates at its own risk and expense, providing all the financing and technology required for the operation, in return for remuneration if production is successful. It has no right to be paid in the event that a discovery and therefore development do not occur.

If a company receives a share of production (after deduction of the government's share), the system is known as a production sharing contract (PSC)—also called a production sharing agreement (PSA)—which is a binding commercial contract between an investor and a state (or its national oil company, NOC). Since the company is rewarded in physical barrels, it takes title to that share of petroleum extracted at the delivery point (export point from the contract area). If the reward is a cash fee, the system is called a service agreement, where, in the case of commercial production, the company is paid a fee (often subject to taxes) for its services without taking title to any petroleum extracted. The service agreement is the least popular and is found in less than ten countries around the world.

The main elements of a PSC are: Cost recovery, profit sharing, and income tax. Today there are more fiscal regimes than there are countries and many countries use more than one fiscal structure and regime. Fiscal regimes can be made equivalent in terms of both control and overall economic impact.

Practitioners in the field of upstream taxation are more familiar with the



typical fiscal ingredients that make up the structure of most of the world's tax regimes, which include, royalties, resource rent tax, corporate tax, profit oil/gas, and cost oil/gas. What is less familiar, however, is a wide range of commercial and regulatory obligations placed on investors, which, although in most circumstances are not labeled as taxes, are in effect just that in terms of their economic consequences. These obligations confer additional benefits to the state, including state participation, bonus, ring fencing, depreciation, Domestic Market Obligations, and capital gains tax—all of which affect a project's profitability directly.

A common trap that non-fiscal experts often fall into is commenting on a petroleum fiscal regime by looking only at its type, the headline tax rates, or a specific instrument and/or overlooking other commercial obligations which are not labeled as taxes. This is simplistic and inaccurate, as the type of the fiscal regime does not affect the sharing of potential wealth; one instrument alone does not explain how a regime functions. It is the combination and interaction of all various instruments that determine the government's total share of the sector.

### **Lebanon Fiscal Terms**

Lebanon's OPRL provides for a PSC as the fiscal framework for oil and gas, although the regime is described by some Lebanese officials as hybrid, mainly because it combines a royalty with profit sharing. In reality, petroleum fiscal regimes have become very elaborate. Many can be described as hybrids, borrowing features from each other up to the point where the classification of a fiscal regime under a specific terminology has become more difficult, at least from an economic perspective.

The OPRL does not include the details of fiscal terms, which are given in the EPA instead. There is a debate concerning this practice. International organizations such as the IMF favor the inclusion of fiscal terms in hydrocarbon legislation as this reduces administrative costs, political difficulties, investors' perceived risk, and increases transparency.

At the time of publishing, the EPA decree has yet to be approved by the Council of Ministers, along with the block delineation decree. The following analysis is based on the Model EPA provided by the LPA to the author in February 2014. The author was informed that further revisions have been made; some are referred to in the analysis below.

Lebanon's fiscal regime includes: A royalty, cost recovery, profit sharing between the government and the company extracting the resource, income tax on the company's share, and state participation. The royalty on oil (and Natural Gas Liquids if any) is imposed on a sliding scale varying with incremental daily production, as shown in table 3. The royalty rate for gas is flat at 4%.

**Table 3 Sliding scale royalty on oil**



Daily Oil Production in Barrels Per Day (b/d)	Royalty Rate (%)
< 15,000	5
15,001 - 25,000	6
25,001 - 50,000	7
50,001 - 75,000	8
75,001 - 100,000	10
>100,000	12

From a government's perspective, a royalty is relatively simple to administer, difficult to avoid, predictable, and provides revenue as soon as production starts. From a company's perspective, however, a royalty may deter marginal projects, since it is not profit related and is therefore a regressive instrument, whereby the lower a project's profitability, the higher royalty payments are relative to profits. Linking the royalty rate to production does not overcome this problem since field size is a poor proxy for profitability. An additional problem with a sliding scale royalty is that there is no objective yardstick for the scale.

Some non-fiscal experts have limited their assessment of the fiscal regime in Lebanon to the royalty and condemned its low rates by international standards. However, all fiscal instruments—their rates and design, as well as the way they interact with other instruments—should be taken into consideration when assessing the petroleum fiscal regime.

It is unusual to find high royalty rates imposed on natural gas, as the economics of gas projects are more challenging than those of oil. Lebanon can keep the differentiated rates between oil and gas but it should set a reasonable flat rate for oil instead of the sliding scale. Furthermore, both a royalty and cost recovery ceiling achieve the same objective—that is to generate revenues for the government as soon as production starts.

Originally, the cost recovery ceiling was supposed to be one of the biddable parameters, along with profit sharing, which is on a sliding scale, related to profitability. Having such key fiscal parameters biddable was one concerning feature of the regime.

It is unusual to see the minimum profit sharing biddable, as is the case in Lebanon, since it can lead to a wide range of minimum government takes, thereby increasing the administrative burden and complicating revenue forecasting.

Lebanon could improve its system by fixing the lower band of its share of profit petroleum and allowing companies to bid for two more upper tiers. The advantage of this approach is that it ensures a minimum government share of profit petroleum, rather than solely relying on the bidding process. It therefore allows the government to achieve a greater predictability of potential rewards, which in turn will help with budget planning more generally. It also minimizes discrimination among investors and enables a straightforward comparison of terms between various contracts. Furthermore, there is the danger that companies will offer onerous fiscal terms just to win the bid in the knowledge that the fiscal terms could be renegotiated if subsequent discoveries prove uneconomic. For instance, some companies offer a higher share to the government from profit petroleum when the R-factor exceeds a certain limit. However, cost overruns, which are very common in the oil and

gas industry, would imply that the higher tier will never be triggered and in some cases may even encourage the investor to spend more than it otherwise would. According to the LPA, the maximum for the cost recovery ceiling and the minimum for profit sharing have now been fixed, following recommendations from the IMF—a move that is welcome by the author (table 4).

**Table 4 R-Factor and profit sharing rates**

R-factor < 1	A% (biddable)
1 < R-factor < RB (biddable)	Between A% and B%, according to a formula
R-factor > RB (biddable)	B% (biddable)

According to the Model EPA, when the R-factor is between 1 and RB, the state share of profit petroleum will be determined according to the following formula:  $A + [(B-A) \times (R - 1) / (RB - 1)]$ ; where A and B are the minimum and maximum state shares of profit petroleum.

Originally, some ambiguity surrounded the Corporate Income Tax (CIT), with some parties calling for the use of the general income tax rate of 15% on the contractor's total share of profit petroleum as a starting point for the draft taxation law to be finalized by the Ministry of Finance. Others have argued in favor of increasing the income tax rate on petroleum activities to 25%. It is difficult to comment on these rates, as it is the total impact of the regime that matters most, not the rate of individual instruments. Many experts prefer the imposition of the general CIT rate on the oil industry, instead of treating it differently and complicating the regime. If that practice is adopted, the authorities should amend the Income Tax Law to take into consideration the special features of oil and gas operations. Consistency should also be maintained between the Income Tax Law and the EPA, especially with respect to cost recovery and deductions of expenses. For instance, while finance costs are tax deductible, they are not cost recoverable.

At the time of writing, the Lebanese Ministry of Finance, in collaboration with the LPA, has drafted a separate petroleum income tax law which will deal with the oil and gas sector specifically.

Contractors pay a fee for the training of public sector personnel with functions relating to the oil and gas sector, in an amount up to \$300,000 per year (increased by 5% each year) until the beginning of the production phase, and thereafter \$500,000 per year (increased by 5% each year). These costs are recoverable.

The OPRL refers to state participation (Article 6), as a 'back-in right' option where the state maintains the right to acquire a given interest following the declaration of a commercial discovery. This is the typical form for state participation. The provision will not be enacted in the first licensing round. Its rate and form are still to be determined. If enacted, and depending on its form, state participation will increase the overall government take in the venture.

### **Regional Assessment of Fiscal Terms**

### *Cyprus*

Like Lebanon, Cyprus adopted a PSC. It is also difficult to conduct a detailed analysis of the Cyprus petroleum fiscal regime as all fiscal terms are biddable or negotiable and none of the signed contracts have been made public.

Cyprus does not have a royalty but imposes signature and production bonuses. This can be partly explained by Cyprus's urgent need for cash given its economic crisis. The government imposes a ceiling on its cost recovery but it is biddable. Profit sharing is based on the R-factor and is also biddable. The general CIT rate of 10% is imposed on the contractor's share of profit petroleum but it is paid on its behalf. The latter has caused confusion among non-fiscal experts when the model PSC was released without a tax clause following continued statements by the Ministry of Commerce that 'no tax is payable' on oil and gas production profits.

In practice, when the CIT is 'paid on behalf', it does not mean that the tax rate is zero; it simply means that it is paid by the state from its share of production on behalf of the contractor. The contractor is required to contribute negotiable/biddable amounts toward the training of Cypriot civil servants. The amounts may be different in the periods before and after the declaration of commerciality. Training fees are cost recoverable.

### *Israel*

Israel illustrates a typical example of the fiscal cycle. In untested offshore environments in particular, governments are likely to adopt a cautious attitude and offer attractive fiscal terms to arouse sufficient interest from IOCs. Once discoveries are made, host governments feel empowered as it becomes clear that a hydrocarbon basin exists. Often, such an outcome leads to tightening regulations and fiscal terms.

Israel applies a concessionary regime, formulated in 1952 and largely left unchanged until 2011. The original fiscal regime was very generous from an investor's perspective, whereby the government's take at only about 30% was one of the lowest in the world. That level was deemed inappropriate following a series of gas discoveries. The original system included: Fees, a royalty, CIT, and special deductions for depletion. Such a combination also made the regime regressive.

In 2010, the minister of finance appointed the Sheshinski Committee to examine the country's petroleum fiscal regime. The committee found that the current system does not properly reflect the public's ownership of its natural resources. As a result, two major changes were introduced:

- The depletion deduction, which reduced the taxable income, was eliminated.
- A special profit tax (or windfall tax), based on an R-factor was introduced.
- The tax rate would begin at 20% and increase to a maximum of 50%.

Additionally, a royalty of 12.5% applies, along with the regular CIT at 26.5% effective from 1 January 2014.

Accordingly, the government's total fiscal take varies between 52% and 62%, which is below the world average of 65%. Daniel Johnston describes the Israeli regime as 'state-of-the-art in fiscal design' and 'one of the more progressive systems in the world.'<sup>2</sup>

**Table 5 Summary of economic terms**

<sup>2</sup> Johnston, Daniel. 2010. 'Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis and Commentary' Daniel Johnston & Co., Inc.: 4.

	Lebanon	Cyprus	Israel
Type	PSC	PSC	Concessionary
Royalty	4% gas 5-12% sliding scale with production	None	12.5%
Signature Bonus	None		None
Production Bonus	None		None
State Participation	Applicable but not in 1st round	None	None
Windfall Tax	None	None	20-50% R factor based
Cost Recovery Ceiling	Biddable	Biddable	None
Profit Sharing	Biddable	Biddable 1st Round: based on production and price for oil; based on production tiers for gas 2nd Round: based on R factor	None
CIT	15%	10% paid on behalf	26.5%
Training Fee	Up to \$300,000/ year (increasing by 5% annually) until beginning of Production; thereafter \$500,000/year (increasing by 5% annually)	Biddable	None

## Conclusion and Recommendations

In terms of the allocation strategy, Lebanon selected competitive bidding, which is increasingly popular as it allows host governments to benefit from the competitive instinct of IOCs. The popularity of auctions is likely to continue, especially as many NGOs promote their use under the argument that they are the most transparent procedures. However, the success or failure of an auction largely depends on its design and a government's commitment to transparency. Countries can adopt a range of allocation policies because a single strategy may not be suitable to all circumstances and opportunities. An important aspect of competitive bidding is the choice of the biddable parameters, where the use of fiscal parameters is not recommended—a consideration that the LPA has taken in its latest revisions to the EPA.

In terms of block delineation, Lebanon offshore block sizes do not fall outside the reasonable range, especially when the exploration risk and the relinquishment rule are taken into consideration.

With respect to petroleum regulations, Lebanon seems to offer a middle ground between Cyprus and Israel—the former being more lenient, while the latter is becoming more prescriptive, especially after the 2010 and 2011 changes.

Some question whether the choice of regime Lebanon made is the right one. In reality, the type of regime is less relevant. Fiscal regimes can be made equivalent in terms of both control and overall economic impact for given oil and gas prices. The design of the regime, the interactions of different fiscal and quasi-fiscal instruments, the details related to the imposition of different instruments, among others, are by far more important. Limiting the assessment of the effectiveness or strengths of the fiscal regime to the choice and rate of the major headline taxes is restrictive. Several factors, such as the fiscal reliefs and the process of calculating the tax base can lead to significant differences among fiscal packages, while different structures and regimes can produce the same results in terms of revenue and tax take (table 5).

Apart from Israel, it is difficult to identify a rate (or a range of rates) for the government take in Lebanon and Cyprus: In the former, the fiscal terms are yet to be finalized and published; in the latter all terms, apart from the CIT, are biddable. After more than sixty years, Israel introduced new fiscal changes in 2012. These made the regime more progressive and it remains competitive by international standards. Cyprus does not impose a royalty, but uses signature and production bonuses along a biddable cost recovery ceiling. The island changed its fiscal terms in the second licensing round, especially with respect to the profit sharing basis.

While the overall government take is important, the timing of when tax instruments hit investors, and therefore affect their payback, is equally relevant. The best investor incentive is probably the chance of rapid payback of capital. In Lebanon, the combination of royalty and cost recovery ceiling, with the possibility of state participation, can result in lengthening the payback period and make the regime more regressive.

No single, ideal solution exists for all countries. The perfect fiscal regime has yet to be invented. What matters is what governments want to achieve. Since there is no objective yardstick for sharing economic wealth between the various interests involved in petroleum activity, controversy and tensions will always prevail between investors and the host government. It is important, however, to maintain the delicate balance between ensuring an adequate share of revenues for tax-levying authority while simultaneously providing sufficient incentives to encourage investment. These issues arise in almost all taxation policy activities but in the case of oil and gas, they assume a special character and complexity. There are still several unknowns that prohibit a full assessment of Lebanon's upstream petroleum fiscal regime. Whatever combination of rates and instrument Lebanon selects, the fiscal regime should be internationally competitive.

### **Recommendations for Lebanon**

This paper's recommendations for improving the existing system in Lebanon focus on three specific areas:

#### *Law*

The government should consider adopting one law that governs offshore ■ and onshore operations, should the latter be considered. This is in line with international practice. It can also offer the opportunity to fill the gaps in the

OPRL, particularly the inclusion of the details of the fiscal regime now that the authorities have had sufficient time for thorough analysis.

#### *Licensing:*

The government needs to ensure that licenses are allocated in a climate of

- transparency and openness and meet the highest standard of professionalism and adherence to international practice.

The issues of license duration and extension would benefit from further

- clarification, otherwise they can lead to different interpretations. The division of periods and formulation of extensions and relinquishment rules could have been made much simpler.

It is advisable that Lebanon does not award all its blocks simultaneously.

- Blocks should be awarded to companies that submit the most appropriate
- bids, not necessarily the most optimistic ones. To minimize the risk of over-capitalization, which could result from a biddable work program, Lebanon should have a highly qualified and skilled committee evaluate various offers. The block sizes are average compared to what Cyprus and Israel offer.
- is no ideal block size: The geological risk, the type of opportunity, and the relinquishment rules should also be taken into consideration.

#### *Fiscal Regime:*

Lebanon should consider including the details of the fiscal terms in the OPRL,

- not just in the EPA.

Originally, the main weakness of the fiscal regime was the fact that two important

- parameters—the cost recovery ceiling and profit sharing—are proposed to be biddable. It is unusual to see the minimum profit sharing biddable, especially since it can lead to a wide range of minimum government takes. The author welcomes the subsequent revisions introduced by the LPA, mainly to fix the maximum cost recovery ceiling and the minimum profit sharing.

Some non-fiscal experts have limited their assessment of the fiscal regime in Lebanon

- to one instrument (royalty or CIT). In reality, all fiscal instruments—their rates and design, as well as the way they interact with other instruments—should be taken into consideration when assessing the regime. Special attention should be given to the net impact of the combination of a royalty with a cost recovery ceiling. The government can impose a single royalty rate for oil, while maintaining
- the differentiated rates between oil and gas. It is the R-factor that will provide flexibility to the system, in line with changing costs and profitability.

R-factor-based profit sharing should make the regime more progressive although

- the final outcome will depend on the rates and interaction of different instruments. The CIT rate has yet to be finalized. International practice tends to support
- the imposition of a general CIT rate on the oil industry, instead of creating a separate regime. Some amendments to the Income Tax Law are needed to take into consideration the special features of oil and gas operations.

Consistency should be ensured between the Petroleum Income Tax Law and

- the EPA.

## LCPS

#### **About the Policy Brief**

Policy Brief is a short piece regularly published by LCPS that analyzes key political, economic, and social issues and provides policy recommendations to a wide audience of decision makers and the public at large.

#### **About LCPS**

Founded in 1989, the Lebanese Center for Policy Studies is a Beirut-based independent, non-partisan think-tank whose mission is to produce and advocate policies that improve good governance in fields such as oil and gas, economic development, public finance and decentralization.

#### **Contact Information Lebanese Center for Policy Studies**

Sadat Tower, Tenth floor  
P.O.B 55-215, Leon Street,  
Ras Beirut, Lebanon  
T: + 961 1 799301  
F: + 961 1 799302  
info@lcps-lebanon.org  
www.lcps-lebanon.org

# الإطار التشريعي والتظيمي والمالي للنفط والغاز في لبنان: مقارنة إقليمية

كارول نخلة

لا زالت الشكوك والانتقادات تحيط باختيار لبنان للشروط والاستراتيجيات التشريعية والتنظيمية والمالية لجهة منح تراخيص النفط والغاز في مرحلة الاستكشاف والانتاج. وهذا ليس مفاجئاً، نظراً لأن هذه التجربة جديدة كلياً في لبنان، هذا البلد الذي لطالما عانى من الجمود نتيجة للخلافات السياسية. لكن على الرغم من ذلك، ثمة بعض المبادئ الإرشادية المعترف بها دولياً التي يمكن لصانعي السياسات اللبنانيين اتباعها. ومن حيث استراتيجية منح التراخيص، اختار لبنان المناقصة التنافسية، وهي خطوة إيجابية لأنها تحظى بشعبية متزايدة وبدعم المجتمع الدولي. غير أن واحد من أسباب القلق في لبنان يتعلق باختيار المعلمة الخاضعة للمناقصة، وهو ما يستوجب مراجعة أعمق. أما فيما يتعلق بتقسيم الرقع، فيمكن القول إن حجم الرقع البحرية اللبنانية لا يخرج عن نطاق المعقول، سيما عند أخذ خطر التنقيب وقاعدة التخلي بالاعتبار. وفيما يتعلق بالأنظمة النفطية، يبدو لبنان في موقع وسطي بين قبرص وإسرائيل. ويتساءل البعض ما إذا كان اختيار النظام المالي للنفط الذي اتّخذه لبنان صحيحاً. في الواقع، نوع النظام ليس بهذه الأهمية، إذ يمكن للأنظمة المالية أن تتساوى من حيث الضوابط والأثر الاقتصادي الإجمالي لبعض أسعار النفط والغاز. ذلك أن تصميم النظام، والتفاعل بين الأدوات المالية وشبه المالية، والتفاصيل المتصلة بفرض الأدوات المختلفة، وغيرها، تُعدّ أكثر أهمية بكثير. وعلى الحكومة ألاّ تركز على أداة واحدة، بل أن تأخذ بالاعتبار الأثر الإجمالي على النظام المالي والمناخ الإستثماري، في ظل سيناريوهات مختلفة لأسعار النفط والغاز.

يستند ملخص السياسة هذا على ورقة سياسة تحت عنوان 'منح التراخيص والأنظمة المالية للنفط في مرحلة الاستكشاف والإنتاج: تقييم خيارات لبنان'، كلف بإعدادها المركز اللبناني للدراسات وتمويل من مركز البحوث للتنمية الدولية - كندا (IDRC).

عن الكاتبة

كارول نخلة هي مديرة كريستول إنرجي (المملكة المتحدة). وهي خبيرة إقتصادية في مجال الطاقة، ولديها خبرة تعود إلى أكثر من ١٨ عاماً في الاتفاقيات النفطية التعاقدية الدولية والتنظيم المالية لقطاع النفط والغاز، وتطوير أسواق النفط والغاز العالمية، وسياسات الطاقة، وإدارة الإيرادات. وعملت د. نخلة في قطاع صناعة النفط والغاز (إني وستاتويل)، وفي مجال صنع السياسات (مستشارة برلمانية خاصة لدى مجلس اللوردات، وفي الحقل الأكاديمي (جامعة سورا)، كما شغلت منصب مستشارة لدى صندوق النقد الدولي، والبنك الدولي، وأمانة الكومنولث. وهي زميلة باحثة لدى المركز اللبناني للدراسات، وباحثة لدى مركز كارنيغي للشرق الأوسط. وقد أصدرت د. نخلة كتابين وعدداً من المقالات، وتكتب في الصحف كما في الجرائد والمجلات الأكاديمية. وتسهم بشكل دوري بصفتها خبيرة طاقة في خدمة المعلومات الجيوسياسية. وهي تحاضر في المعهد العالي للدراسات الدولية والتنمية في جنيف، كما تعطيها الصحافة والتلفزيون من المعلقين المطلوبين في مجال الطاقة والمعارف الجيوسياسية. وقد أسست د. نخلة 'نفاذ المرأة في مجال الطاقة' التي تديرها، وهي منظمة لا تتوخى الربح، كما أنها مستشارة برامج لدى المركز الدولي للضرائب والاستثمار (ITIC) الذي يتخذ من واشنطن مقراً له.



## مقدّمة

لا زالت الشكوك والانتقادات تحيط باختيار لبنان للشروط والاستراتيجيات الماليّة لجهة منح تراخيص النفط والغاز في مرحلة الاستكشاف والإنتاج. وهذا ليس مفاجئاً، نظراً لأنّ هذه التجربة جديدة كلياً في لبنان، هذا البلد الذي لطالما عانى من الجمود نتيجة للخلافات السياسيّة. ويزيد أيضاً من تعقيد الوضع واقع أنّه ما من استراتيجية مثاليّة يمكن للبنان اتّباعها. إلاّ أنّه ثمة بعض المبادئ الإرشاديّة المعترف بها دولياً التي يمكن لصانعي السياسات اللبنانيين تطبيقها.

ستتطرق الأقسام التالية من ملخص السياسة هذا إلى الخيارات التي اتّخذها لبنان، للاحية منح العقود والنظام التشريعي والتنظيمي والمالي النفطي لمرحلة الاستكشاف والإنتاج وهو لا يقتصر على الضرائب بل يشمل أيضاً أدوات مثل الإتاوات، والمكافآت، ومشاركة الدولة، والمشاركة بالإنتاج - كما سنقارنها بالاستراتيجيات التي انتهجتها قبرص وإسرائيل.

عند نشر هذا الملخص، لم تكن تفاصيل النظام المالي الذي سيعتمده لبنان قد أنجزت بعد. وقد استند التحليل بناءً على مسودّة نموذج إتفاقيّة الإستكشاف والإنتاج التي توفّرت لمعدّة هذا الملخص في شباط ٢٠١٤. ويشمل الملخص أيضاً الملاحظات التي أدلت بها هيئة إدارة قطاع البترول اللبنانية على نسخة سابقة من الملخص في أيلول ٢٠١٤، في محاولة لجعله متناسباً مع التعديلات التي أدخلت على نموذج إتفاقيّة الإستكشاف والإنتاج منذ ذلك الحين.

## منح التراخيص

ينظر هذا القسم في استراتيجية منح التراخيص التي اختارها لبنان. ويركّز هذا القسم أيضاً على شروط الرخصة، سيّما مدّتها وتحديد الرقع، كما يقارن خيارات لبنان مع خيارات قبرص وإسرائيل.

## إستراتيجية منح التراخيص

يحكم قطاع النفط والغاز البحري في لبنان قانون الموارد البتروليّة في المياه البحريّة (القانون رقم ١٣٢ تاريخ ٢٠١٤/١٠)، وأنظمة وقواعد الأنشطة البتروليّة، واتفاقيّة الإستكشاف والإنتاج. السؤال الأول الذي يطرح نفسه في هذا الإطار هو ما إذا كان سيتم وضع قانون منفصل لتغطية الأنشطة البرية. وفقاً لهيئة إدارة قطاع البترول، قانون الأنشطة البرية لم تتم حتى مناقشته إلى الآن. في معظم البلدان، ينطبق قانون واحد لكلي الأنشطة البرية والبحرية.

ويشير قانون الموارد البتروليّة في المياه البحريّة إلى منح التراخيص من خلال جولات تراخيص (المادّة ٧)، إلاّ أنّه لا يحدّد الشروط الخاضعة للمناقصة. وقد أدّى اهتمام شركات النفط العالمية والإكتشافات في البلدان المجاورة إلى نشوء أرضيّة ملائمة للمناقصة التنافسيّة. وحاولت الحكومة اللبنانيّة أن تخفّف من حدّة توقّع المخاطر المتّصل بمياهاها غير المستكشفة، وإن لم تنله بالكامل، وذلك من خلال إعداد رزمات بيانات شاملة تمّ بيعها للشركات المهتمّة.

وتمنح قبرص شأنها شأن لبنان التراخيص من خلال المناقصة التنافسيّة التي تزداد شعبيّتها على الصعيد العالمي. غير أنّ نجاح المناقصة أو فشلها يعتمد إلى حدّ كبير على تصميمها والتزام الحكومة بالشفافية، إذ يجب منح الحقوق في جوّ من الانفتاح، وبحسب أعلى معايير المهنيّة والالتزام بالممارسات الدوليّة، وهي مسائل تشغل الكثيرين في لبنان. أمّا في إسرائيل، فتُمنح الحقوق البتروليّة استجابةً لطلبات تُقدّم من وقت لآخر. ويتيح قانون النفط الإسرائيلي أيضاً منح

تراخيص التنقيب والتأجير لغرض الإنتاج باعتماد المناقصة التنافسية. غير أن هذا الإجراء الأخير لم يُستخدم حتى الآن، وما من معلومات متوافرة حول معلّات المناقصة. ويمكن تفسير ذلك بمحدودية الإهتمام الدولي، سيّما أن الخطر السياسي في إسرائيل يُعتبر كبيراً.

أمّا لبنان، فقد انتهج مقاربة إرشادية إلى حدّ ما في منح التراخيص. فمن الواضح أنّ معايير التأهل المسبق التي اعتمدها قد أنشأت انحيازاً لمصلحة الشركات النفطية الكبرى، وتبرير ذلك أنّ موارد النفط والغاز في لبنان موجودة في المياه العميقة، وأنّ الشركات الكبرى هي التي تمتلك المهارات والرأسمال لاستغلالها. في هذا الإطار، تُقدّم قبرص قواعد أكثر ليونة، فيما تُعتبر الأنظمة الإسرائيلية شديدة الصرامة. وعلى سبيل المثال، تفرض الأنظمة في إسرائيل متطلبات دنيا معيّنة متّصلة بالخبرة لأنشطة التنقيب والانتاج البحرية، كشرط مسبق لمنح الحقوق البترولية في المناطق البحرية على اختلاف مستوى عمق المياه فيها.

ويشترط لبنان أن يكون للمشغل فائدة مشاركة تبلغ ٣٥٪ على الأقل، فيما يُفرض على كلّ من غير المشغلين حدّاً أدنى قدره ١٠٪. إلى ذلك، ينصّ قانون الموارد البترولية في المياه البحرية (المادة ١) على أنّ إتفاقية الاستكشاف والإنتاج تُبرم بين الدولة 'وما لا يقل عن ثلاثة أصحاب حقوق' يكون المشغل أحدهم. ولا وجود لمثل هذه الشروط في قبرص وإسرائيل.

وبحسب مرسوم تأهيل الشركات مسبقاً للإشتراك في دورات تراخيص الأنشطة البترولية في لبنان (البند ٣ من المادة ٣)، 'يمكن لصاحب الحق أن يكون شركة أو عدّة شركات، على أن تملك واحدة منها على الأقل شروط التأهيل المحدّدة بموجب هذا المرسوم'. ويتماشى هذا النص مع التعريف المعتمد في قانون الموارد البترولية في المياه البحرية لصاحب الحق، الذي يمكن أن يتمثّل بأيّ شركة مساهمة تساهم في الأنشطة البترولية وفقاً لهذا القانون من خلال إتفاقية استكشاف وإنتاج بترولي أو رخصة بترول تخولها العمل في قطاع البترول'. إلا أنّ هذا النص قد يُساء تفسيره كما قد يتعرّض للانتقاد، إذ أنّه حتّى الشركات الفردية التي لا تستوفي المعايير الدنيا يمكنها المشاركة بشكل غير مباشر في جولة التراخيص. ومن التفسيرات الممكنة لهذا النص هو أنّ الحكومة تريد إعطاء فرصة للشركات المحلية الصغيرة ذات الخبرة المحدودة أو المعدومة في العمليات النفطية لدخول القطاع. ونظراً لوجود هذا الشرط الأدنى الذي يفرض وجود ثلاثة أصحاب حقوق، فإنّ العدد الإجمالي لتجمّعات الشركات التي يمكن تشكيلها سيكون أدنى من العدد الإجمالي للشركات المؤهلة مسبقاً. بالإضافة إلى ذلك، يوجد فارق بين الشركات المؤهلة مسبقاً، والشركات التي تشارك فعلياً في المناقصة، وعدد العقود التي تُمنح في النهاية - فالأعداد ستتقلّص مع التقدّم باتجاه الفئة الأخيرة.

قد يُعزى السبب الذي يدفع الحكومة اللبنانية لتحديد العدد الأدنى من أصحاب الحقوق إلى الرغبة بفتح ساحة تنافسية تضم مجموعة من اللاعبين المختلفين، للتحكم بالتكاليف والمخاطر ورأس المال. غير أن البعض يزعم أن هذا الشرط ليس ضرورياً، لأنه في الممارسة، تُعتبر المشاريع المشتركة غير المدموجة في شركة واحدة من المواصفات الثابتة لهيكلية قطاع النفط والغاز، سيّما في قطاع الاستكشاف والإنتاج.

في كل من قبرص وإسرائيل، لا توجد شروط على عدد المتقدمين على حقوق البترول، والتي يمكن أن تمنح لجهة واحدة أو أكثر. غير أن قبرص تقدم قواعد أكثر مرونة من حيث متطلبات التأهيل المسبق، وعلى نقيض لبنان وقبرص قوانين البترول في إسرائيل هي توجيهية إلى حد كبير.

في الأساس تضمنت اتفاقية الاستكشاف والانتاج الصادرة في شباط ٢٠١٤ المعلمات التالية الخاضعة للمناقصة: برنامج العمل، وسقف استرداد الكلفة (الذي يحدّد المبلغ الذي يمكن للشركات المطالبة به ككلفة كل سنة)، وتشاطر الأرباح (توزيع الأرباح بين المستثمر والحكومة)، علماً أنّ هذا المعيار الأخير يستند إلى مقياس متحرّك، ويتّصل بالربحية من خلال عامل الإستراداد (R-factor)، وهو المجموع التراكمي للعائدات بعد تسديد الضرائب، مقسوماً على النفقات التراكمية. تُحدّد الممارسة الدولية الجيدة وضع عدد محدّد من المعايير المعيّنة بوضوح لمنح ترخيص ما (اثنين كحدّ أقصى). ويوصى بذلك بشكل خاص في البلدان المحدودة الخبرة في مسائل النفط والغاز والمحدودة القدرات الإدارية، على غرار لبنان. وحتّى في بلدان مثل الولايات المتّحدة، التي لها خبرة تفوق القرن من الزمن في مجال النفط والغاز، يمنع التشريع استخدام أكثر من متغيّرة واحدة للمناقصة. قد تشكّل قبرص، التي تمنح مثل لبنان التراخيص من خلال مناقصات تنافسية، حالةً قصوى في هذا الصدد، إذ أنّ معظم الشروط المالية وغير المالية قابلة للمناقصة أو التفاوض. ويشتمل ذلك على برنامج العمل، ومكافآت التوقيع والإنتاج، وسقف استرداد الكلفة، ونفط الأرباح، وبدلات التدريب (بموجب نموذج عقد المشاركة بالإنتاج لعامي ٢٠٠٧ و٢٠١٢). ويبدو أنّ قبرص كانت ببساطة 'على عجلة' من أمرها لتوزيع التراخيص، سيّما في خضمّ صعوباتها المالية التي بدأت عام ٢٠٠٨، ثمّ ازدادت تدهوراً عام ٢٠١٢ في إسرائيل، يتم منح حقوق النفط استجابةً لطلبات تقدم من وقت إلى آخر. كما يتيح قانون النفط منح تراخيص للتفتيح وتأجير للإنتاج عن طريق العطاءات التنافسية. غير أنّ الإجراء الأخير لم يستخدم حتى الآن والمعلومات عن المعلمات الخاضعة للمناقصة غير متاحة. أحد الأسباب يمكن أن يكون الاهتمام الدولي المحدود نسبياً. فتبدو شركات النفط الكبرى مترددة بشأن الاستثمار في إسرائيل لأنها تخشى تعريض استثماراتها المربحة في الدول العربية. كما تعتبر المخاطر السياسية في إسرائيل كبيرة أيضاً، بما في ذلك كون الإطار التنظيمي والمالي للتفتيح عن النفط والغاز قد تمّ تعديله في عدة مناسبات، مما يؤثر سلباً على ثقة المستثمرين.

عادةً يتناسب حجم العرض الذي يقدّمه المستثمرون عادةً مع الربحية المتوقّعة للمشروع والعوامل الإقتصادية الكامنة. وتجذب المشاريع النفطية عادةً عروضاً أكبر من مشاريع الغاز، لأنّ الربحية التي تسبق دفع الضرائب في مشروع الغاز تميل لأن تكون أدنى منها في مشروع نفطي بالحجم نفسه. وعلى نحو مماثل، كلما ازدادت الشروط المالية، تدرّت العروض والعكس صحيح. وتشير الدلائل بوضوح إلى أنّه عند ارتفاع الأسعار، يكون المستثمرون مستعدّين لتقديم عروض أكبر، لكنهم يصبحون أكثر تحفظاً عندما تكون أسعار النفط متدنّية. ويرجّح أن يثبط التراجع في سعر النفط بأكثر من ٥٠ في المئة منذ صيف ٢٠١٤ العروض العالية في لبنان، إذا ما أقيمت جولة التراخيص خلال هذه الفترة.

### مدّة ومساحة الترخيص

هناك اختلافات كبيرة في فترات الترخيص والتمديد كما وفي قواعد التنازل بين البلدان قيد البحث (جدول ١). في لبنان، تحتل مسألتنا مدّة رخصة الاستكشاف وتمديدها مزيداً من التوضيح، لأن الأحكام الواردة في قانون الموارد البترولية في المياه البحرية وفي إتفاقية الاستكشاف والإنتاج النموذجية يمكن أن تؤدّي إلى تفسيرات مختلفة، سيّما فيما يتعلّق بمرحلة الاستكشاف ومدّته. وبناءً على قانون الموارد البترولية في المياه البحرية (المادّة ٢١)، يمكن

الاستنتاج أن الحد الأقصى لمرحلة الاستكشاف هو ١٠ سنوات، مع كل التمديدات الممكنة. ولا يتطرق القانون إلى تقسيم مرحلة الاستكشاف إلى عدّة فترات. إلا أن الأنظمة والقواعد المتعلقة بالأنشطة البترولية تنصّ في المادة ٣٠ منها على أنه 'يمكن تقسيم كل مرحلة إستكشاف إلى مُدّد زمنيّة مرتبطة بخطة العمل المقدّمة من صاحب الحقّ في اتفاقية الإستكشاف والإنتاج'.

بعد تدخّل مباشر من قبل هيئة إدارة قطاع البترول، وبموجب إتفاقية الإستكشاف والإنتاج النموذجيّة، تمّ تقسيم مرحلة الاستكشاف إلى فترتين: أولى (ثلاث سنوات) وثانية (سنتان). وحدها الفترة الثانية يمكن أن تمدّد لسنة إضافيّة للتقييم، فيمكن بالتالي للمدّة الإجماليّة لمرحلة التنقيب أن تصل إلى ست سنوات. وعند انقضاء الفترة الأولى، يتخلّى أصحاب الحقوق عن ٢٥٪ من الرقعة. ويمكن تمديد مرحلة الاستكشاف لأسباب 'تشغيليّة مبرّرة أو في حالة وقوع حدث أو قوّة قاهرة، مع موافقة مجلس الوزراء'، على ألاّ تتجاوز الفترة الإجماليّة عشر سنوات. وعند كل تمديد، تطبّق قاعدة التخلّي عن ٥٪ من الرقعة. هذه هي النسبة الوحيدة المحدّدة في قانون الموارد البترولية في المياه البحريّة. وكان من الممكن إبقاء صيغ التمديد والتخلي هذه أكثر بساطة بكثير. كما ويوصى بإضفاء اتساق أكبر بين القانون والأنظمة واتفاقية الإستكشاف والإنتاج النموذجيّة.

يقدم لبنان، مقارنةً بقبرص وإسرائيل، أقصر مدّة لمرحلة الإستكشاف (خمس سنوات مقابل سبعة في قبرص وإسرائيل، ما خلا التمديد الممكن لغرض التقييم). ولكن، عند احتساب التمديد الممكن لمرحلة الإستكشاف، يتبيّن أن لبنان يقدم المدّة الأطول. وفيما يتعلّق بقاعدة التخلّي، فهي في لبنان في أدنى السلم، إلا في حالة تمديد فترة الإستكشاف، عندما تنتقل قاعدة التخلي إلى المقلب الآخر.

تختلف المقاربة لمدّة التقييم في البلدان الثلاثة. فالتמיד في لبنان هو لسنة واحدة في المبدأ؛ أمّا في إسرائيل فهو لسنتين. وبحسب نموذج عقد المشاركة في الإنتاج (٢٠١٢)، تقدّم قبرص ستّة أشهر لتقييم إكتشاف نفطي، ونحو سنتين لاكتشاف الغاز. ويحتاج المستثمرون عادةً لمدّة تقييم أطول في حالة الغاز الطبيعي قبل الإعلان عن الإكتشاف التجاري - الذي يعتمد على توفّر إحتياجات غازيّة كافية وعلى ضمان الأسواق التجاريّة.

يبدو أيضاً أن أحجام الرقع تختلف بشكل كبير بين البلدان الثلاثة، كما ضمن البلد نفسه (كما في قبرص<sup>١</sup>) (جدول ٢). وقد قسّم لبنان منطقتة البحريّة إلى عشر رقع. غير أن حجم الرقعة تعرّض للانتقاد إذ اعتبر كبيراً جداً. لكن عملياً، ما من حجم مثالي للرقعة. بالتالي، فإنّ المخاطر الجيولوجيّة، ونوع الفرصة، وقواعد التخلي يجب أن تؤخذ جميعها بالاعتبار.

تقدّم قبرص الرقع الأكبر في المعدّل، في حين تعرض إسرائيل الرقع الأصغر (صورة ١). ولكن في قبرص، يتمّ تقديم عرض واحد لكل رقعة، ويمكن لمقدّم العرض نفسه تقديم عروض منفصلة لأكثر من رقعة واحدة. وفي إسرائيل، تحدّد الأنظمة الحدّ الأقصى لكلّ من الحقوق البحريّة بـ ٤٠٠ كلم<sup>٢</sup> (٤٠٠ ألف دنم)، ولا يحصل أحد على أكثر من ١٢ رخصة أو رخص لمساحة إجماليّة تتخطّى الـ ٤ آلاف كلم<sup>٢</sup> (أربعة ملايين دنم).

١ تطعن تركيا في تعليم حدود الرقع الذي أجرته قبرص. أمّا تحليل هذا الخلاف فنتركه للحقوقيين، إذ أنه يتجاوز الغرض من هذا الملخص.

جدول ١  
مدّة الحقوق البتروليّة في قبرص وإسرائيل ولبنان

إسرائيل	قبرص	لبنان	الإستكشاف
٣	٣	٣	الفترة الأولى
-	-	٢	الفترة الثانية
حتى ٤	٢		فترة التمديد الأولى
	٢		فترة التمديد الثانية
حتى ٧	حتى ٧	٥	المجموع بدون التقييم
حتى ٢	٢ - ٥	١	التمديد لغرض التقييم
حتى ٩	٩ - ٧,٥	حتى ٦	المجموع
		المرحلة الإجماليّة ١	تمديد فترة الإستكشاف
حتى ٤٠٪	٢٥٪ على الأقل	٢٥٪ - ٥٠٪*	قاعدة التخلّي
			الإنتاج
٣٠	٢٥	٢٥	المرحلة الأولى: المدّة الأولى
٢٠	١٠	٥	المرحلة الثانية: التمديدات
حتى ٥٠	حتى ٣٥	حتى ٣٠	المجموع

\* يجب التخلّي عن ٢٥٪ من المساحة عند بداية الفترة الثانية من الإستكشاف؛ و ٥٠٪ من المساحة (تراكمي) في حالة تمديد مرحلة الإستكشاف.

المصادر قانون الموارد البتروليّة في المياه البحريّة اللبناني رقم ١٣٢ تاريخ ١٨/٢٤/٢٠١٠، قانون البترول الإسرائيلي رقم ٥٧١٢ - ١٩٥٢، أنظمة المحروقات، والتنقيب والإستكشاف والإستغلال في قبرص ونماذج عقود المشاركة بالإنتاج للأعوام ٢٠٠٧ و ٢٠٠٩ و ٢٠١٢.

جدول ٢  
حجم مساحة الرقع بالكلم<sup>٢</sup>

إسرائيل	قبرص	لبنان	الحدّ الأدنى
١٢٨	١,٤٤٠	١,٢٥٩	
٤٠٠	٥,٧٤١	٢,٣٧٤	الحدّ الأقصى
٣٦٩	٣,٩٢٠	١,٧٩٠	المعدّل

المصادر Deloitte, Israel Opportunity Energy Recourses LP, Adira Energy, Zion Oil and Gas

صورة ١  
مقارنة تقسيم الرقع البحريّة



المصادر هيئة إدارة قطاع البترول في لبنان، وزارة الطاقة والتجارة والصناعة والسياحة في جمهورية قبرص، Israel Opportunity Energy Recourses LP PetroView®

## النظام المالي البترولي

يغلب على أنشطة الاستكشاف والإنتاج للنفط والغاز نوعان من الأنظمة المالية: الإمتيازات والأنظمة التعاقدية. نشأ نظام الإمتيازات مع انطلاقة صناعة البترول (في منتصف القرن التاسع عشر)، ولا يزال سائداً في دول منظمة التعاون والتنمية الاقتصادية. أما النظام التعاقدي فقد ظهر بعد مرور قرن من الزمن (في منتصف الخمسينيات من القرن العشرين)، ولاقى رواجاً لدى الدول النامية. تعتمد أستراليا وكندا والنرويج والمملكة المتحدة على سبيل المثال نظام الإمتياز، الذي يمنح الشركات الحق بامتلاك البترول المستخرج. وفي مقابل ذلك، تعتمد دول مثل أنغولا، وأذربيجان، والعراق، ونيجيريا نظاماً تعاقدياً، تحتفظ بموجبه الحكومة بملكية الإنتاج. وقد اختار لبنان الترتيب التعاقدي الذي يلاقي رواجاً في المنطقة أيضاً. وبما أن أنظمة الإمتيازات الحديثة تتضمن تركيبات مختلفة من الإتاوة، وضريبة الدخل، وضريبة ريع الموارد، فهي تعرف أيضاً بأنظمة الإتاوة والضريبة (R&T). أما العناصر الأساسية في عقد المشاركة بالإنتاج فهي: إستراداد الكلفة، وتوزيع الأرباح، وضريبة الدخل.

في يومنا هذا، تفوق الأنظمة المالية البلدان عدداً، إذ أن دولاً عديدة تستخدم أكثر من بنية مالية أو نظام مالي واحد. ومن الممكن للأنظمة المالية أن تتساوى من حيث الضوابط كما الأثر الاقتصادي الإجمالي. ولا شك أن المختصين في مجال فرض الضرائب في المرحلة الأولى من الصناعة البترولية أكثر تألفاً مع المكونات المالية النموذجية التي يتألف منها هيكل معظم النظم الضريبية في العالم، وهي تتضمن، الإتاوات، والضريبة على ريع الموارد، والضريبة على الشركات، ونفط/غاز الأرباح، كما نفط/غاز التكلفة. لكنهم أقل تألفاً مع مجموعة واسعة من الإلتزامات التنظيمية التي تفرض على المستثمرين، وهي في معظم الحالات لا تُسمى ضرائب، رغم أنها كذلك لجهة الترتيبات الاقتصادية. ويتأتى عن هذه الإلتزامات مكاسب إضافية للدولة؛ وتتضمن: مشاركة الدولة، المكافآت، وتحسين الموارد، والإهلاك، والإلتزامات السوق المحلية، والضرائب على الأرباح الرأسمالية، وجميعها تؤثر مباشرة على ربحية المشروع.

ومن الأفخاخ الشائعة التي غالباً ما يقع فيها الخبراء غير الماليون هو التعليق على النظام المالي لقطاع البترول من خلال النظر إلى نوعه فقط، أو معدلات الضريبة الكلية، أو أداة معينة و/أو صرف النظر عن الإلتزامات التجارية الأخرى التي لا تُسمى ضرائب. هذه المقاربة تبسيطية وغير دقيقة، لأن نوع النظام المالي لا يؤثر على تشاطر الثروة المحتملة؛ فأداة واحدة لا تفسر كيفية سير النظام، إذ أن تركيبة الأدوات المختلفة وتفاعلها هي ما يحدّد حصة الحكومة الإجمالية من القطاع.

## الشروط المالية في لبنان

ينصّ قانون الموارد البترولية في المياه البحرية على عقد مشاركة بالإنتاج يكون الإطار المالي للنفط والغاز، رغم وصف النظام من قبل بعض المسؤولين اللبنانيين بالهجين، وذلك لسبب أساسي يتمثل في جمعه بين الإتاوة وتوزيع الأرباح. لكن الواقع أن الأنظمة المالية لقطاع البترول قد باتت جدّ متقنة. ويمكن وصف العديد منها بأنها هجينة، إذ تستعير المزايا بعضها من بعض، لدرجة أن تصنيف النظام المالي بحسب مصطلح معين قد بات أكثر صعوبة، أقله من منظور إقتصادي.

ولا يتضمنّ قانون الموارد البترولية في المياه البحرية تفاصيل الشروط المالية، لكنها ترد في إتفاقيات الإستكشاف والإنتاج. ويحيط الجدل بهذه

الممارسة، إذ أنّ منظّمت دوليّة على غرار صندوق النقد الدولي تحبّد تضمين الشروط الماليّة في قانون المحروقات، لأنّ ذلك يخفّض من التكاليف الإداريّة، والصعوبات السياسيّة، والمخاطر المتصورة للمستثمرين، كما يعزز الشفافيّة. وحتّى تاريخ صدور هذا الملخص، لم يكن مجلس الوزراء قد أقرّ بعدّ مرسوم إتفاقيّة الاستشكاف والإنتاج النموذجيّة، ولا مرسوم تقسيم الرقع. ويستند التحليل التالي على إتفاقيّة الاستشكاف والإنتاج النموذجيّة التي زوّدت هيئة إدارة قطاع البترول اللبنانيّة واضعة هذا الملخص بها في شباط ٢٠١٤. وأعلّمت معدّة الملخص بإجراء تنقيحات أخرى، وقد تمّت الإشارة إلى بعضها أيضًا في التحليل أدناه. يتضمّن النظام المالي في لبنان: إتاوة، واسترداد الكلفة، وتشارك الأرباح بين الحكومة والشركة التي تستخرج الموارد، وضريبة دخل على حصّة الشركة، ومشاركة الدولة. وتُفرض إتاوة النفط (وسوائل الغاز الطبيعي، في حال وجودها) على أساس مقياس متحرّك يختلف بحسب الإنتاج اليومي التزايدي، كما هو مبين في الجدول ٣. أمّا معدّل إتاوة الغاز فهو ثابت على ٤٪.

جدول ٣

## إتاوة النفط على أساس المقياس المتحرّك

معدّل الإتاوة (%)	الإنتاج اليومي للنفط بحسب عدد البراميل في اليوم (برميل/يوم)
٥	١٥,٠٠٠ >
٦	٢٥,٠٠٠ - ١٥,٠٠٠
٧	٥٠,٠٠٠ - ٢٥,٠٠٠
٨	٧٥,٠٠٠ - ٥٠,٠٠٠
١٠	١٠٠,٠٠٠ - ٧٥,٠٠٠
١٢	١٠٠,٠٠٠ <

من وجهة نظر الحكومة، تُعتبر الإتاوة بسيطة نسبياً من حيث الإدارة، ويصعب تفاديها، كما يمكن توقّعها، وهي توفّر عائداً ما إن يبدأ الإنتاج. ولكن من وجهة نظر الشركات، يمكن للإتاوة أن تردع المشاريع الهامشيّة، لأنّها غير مرتبطة بالأرباح، وهي بالتالي أداة إرتدادية، فكلّما تراجع ربحية مشروع معيّن، ازداد تناسب مدفوعات الإتاوة مع الأرباح. ربط معدّل الإتاوة بالإنتاج لا يحلّ هذه المشكلة، إذ أنّ حجم الحقل قلّما يدلّ على الربحية. ومن المشاكل الإضافيّة المرتبطة بالإتاوة المستندة إلى مقياس متحرّك نذكر أيضاً غياب أي مقياس موضوعي لها.

وقد اقتصر تقييم بعض الخبراء غير الماليين للنظام المالي في لبنان على الإتاوة، فأدانوا معدّلاتها المنخفضة بالنسبة إلى المعايير الدوليّة. غير أنّ جميع الأدوات الماليّة، مع معدّلاتها وتصميمها وطريقة تفاعلها مع الأدوات الأخرى، يجب أن تؤخذ بالحسبان عند تقييم النظام المالي للبترول.

ومن غير الإعتيادي فرض معدّلات إتاوة مرتفعة على الغاز الطبيعي، لأنّ العوامل الإقتصاديّة أكثر عسراً في حالة مشاريع الغاز منها في حالة مشاريع النفط. ويمكن للبنان أن يحافظ على المعدّلات المتباينة بين النفط والغاز، لكنّ لا بدّ له أن يحدّد معدّلاً ثابتاً معقولاً للنفط عوضاً عن المقياس المتحرّك. إلى ذلك، فإنّ كلا الإتاوة وسقف استرداد الكلفة يحققان الهدف نفسه، ألا وهو توليد الإيرادات للحكومة ما أن يبدأ الإنتاج.



في البداية، كان من المفترض أن يشكّل سقف استرداد الكلفة أحد المعلّات الخاضعة للمناقصة، إلى جانب المشاركة في الأرباح، التي تستند إلى مقياس متحرّك، متّصل بالربحية. وإن إخضاع مثل هذه المعلّات الماليّة الأساسيّة للمناقصة كان هو من الجوانب المقلقة في النظام. ولا زال من غير الإعتيادي أن يُخضع الحد الأدنى لتوزيع الأرباح للمناقصة، كما هي الحال في لبنان، لأن ذلك قد يؤدي إلى مجموعة واسعة من الحصص الحكوميّة الدنيا، ما يزيد من العبء الإداري، ويعقّد توقّع الإيرادات. ومن الممكن للبنان أن يحسّن نظامه من خلال تحديد النطاق الأدنى لخصّته من أرباح البترول، والسماح للشركات بالمناقصة على مستويين أعلىين إضافيين. وتكمن الفائدة في هذه المقاربة في أنها توفر حصّة دنيا للحكومة من نفط الأرباح، عوضاً عن الإعتماد حصرياً على عمليّة المناقصة. وهي تتيح بالتالي للحكومة قدرة أكبر على التنبؤ بالعوائد المحتملة، ما من شأنه أن يُساعد بدوره على التخطيط للموازنة بشكل عام. ويحدّ هذا أيضاً من التمييز بين المستثمرين، ويتيح مقارنة صريحة للشروط بين مختلف العقود. إلى ذلك، ثمة خطر بأن تقدّم الشركات شروطاً ماليّة باهظة لتربح المناقصة فقط، علماً منها أنه من الممكن إعادة التفاوض على هذه الشروط إذا ما تبين أن الاكتشافات اللاحقة غير إقتصاديّة. على سبيل المثال، تعرض بعض الشركات حصّة أكبر للحكومة من نفط الأرباح عندما يفوق عامل الاسترداد حدوداً معيّنة. غير أن تجاوز التكاليف، الشائع جداً في صناعة النفط والغاز، قد يعني أنه لن يتمّ بلوغ مستوى الحصّة الأكبر، وقد يشجّع المستثمر في بعض الحالات على الإنفاق أكثر ممّا كان ليفعل في حالات أخرى. وبحسب هيئة إدارة قطاع البترول اللبنانيّة، فقد جرى تحديد السقف الأقصى لاسترداد الكلفة والحدّ الأدنى لتقاسم الأرباح، تبعاً لتوصيات صندوق النقد الدولي، وهي خطوة تلقى الترحيب من جانب معدّة الملخص (جدول ٤).

جدول ٤

## عامل الاسترداد ومعدّلات المشاركة في الأرباح

عامل الاسترداد > RB*	A% (خاضع للمناقصة)
1 > عامل الاسترداد > RB* (خاضع للمناقصة)	بين A% و B%، بحسب صيغة معيّنة
عامل الاسترداد < RB (خاضع للمناقصة)	B% (خاضع للمناقصة)

\* RB = R عامل الاسترداد و B = الحصّة القصوى من نفط الأرباح. وفقاً لاتفاقية الاستكشاف والإنتاج، عندما يكون عامل الاسترداد ما بين 1 و RB، يتمّ تحديد حصّة الدولة من نفط الأرباح وفقاً للمعادلة التالية:  $[(RB - 1) / (RB - A) \times (R - 1) + A]$ ; حيث A و B هي الحد الأدنى والحد الأقصى لحصّة الدولة من نفط الأرباح.

أحاط الغموض بنسبة ضريبة الدخل على الشركات في البداية، إذ طالبت بعض الأطراف باستخدام معدّل ضريبة الدخل العام البالغ ١٥% من إجمالي حصّة المقاول من نفط الأرباح، كنقطة انطلاق لمسودة مشروع قانون ضريبي تستكمّله وزارة الماليّة. وقد ناشد آخرون بزيادة معدّل ضريبة الدخل على الأنشطة البتروليّة إلى ٢٥%. غير أنه من الصعب التعليق على هذه المعدّلات، لأنّ أكثر ما يهمّ هو الأثر الإجمالي للنظام، وليس معدّلات الأدوات الفرديّة. ويفضّل العديد من الخبراء فرض معدّل الضريبة العامّة للدخل على الشركات في قطاع صناعة النفط، عوضاً عن معالجته بشكل منفصل وتعقيد النظام. فإذا تمّ اعتماد هذه الممارسة، يتعيّن على السلطات تعديل قانون ضريبة الدخل ليأخذ بالحسبان المزايا الخاصّة بعمليّات

النفط والغاز. كذلك، لا بدّ من الحفاظ على الاتّساق بين قانون ضريبة الدخل واتفاقية الاستكشاف والإنتاج، سيّما فيما يتعلّق باسترداد الكلفة واقتطاع النفقات. مثلاً، في حين أنّ التكاليف الماليّة تخضع للاقتطاعات الضريبية، فلا يمكن استردادها. وعند إعداد هذا الملخص، كانت وزارة الماليّة اللبنانيّة تعمل مع هيئة إدارة قطاع البترول على صياغة قانون منفصل للضريبة على دخل البترول، من شأنه أن يختصّ في معالجة مسألة قطاع النفط والغاز.

يسدّد المقاولون بدلاً لتدريب موظّفي القطاع العام على الوظائف المتّصلة بقطاع النفط والغاز، تصل قيمته إلى ٣٠٠ ألف دولار في السنة (يزداد بنسبة ٥% كلّ سنة)، إلى حين بداية مرحلة الإنتاج، ليبلغ بعد ذلك ٥٠٠ ألف دولار في السنة (يزداد بنسبة ٥% كلّ سنة). وهذه التكاليف جميعها قابلة للإسترداد.

ويشير قانون الموارد البتروليّة في المياه البحريّة إلى مشاركة الدولة (المادّة ٦)، كخيار يتيح 'حقّ المشاركة من جديد'، إذ تحتفظ الدولة بحقّ الحصول على فائدة معيّنة بعد الإعلان عن اكتشاف تجاري. ويعدّ ذلك الشكل النموذجي لمشاركة الدولة. ولن يطبق هذا النص في الجولة الأولى للتراخيص، إذ أنّ المعدّل والشكل لم يتمّ تحديدهما بعد. وإذا صدر، وبناءً على شكله، فإنّ مشاركة الدولة ستزيد الحصة الإجماليّة للحكومة من المشروع.

## التقييم الإقليمي للشروط الماليّة

### قبرص

اعتمدت قبرص على غرار لبنان عقد المشاركة بالإنتاج. ومن الصعب أيضاً إجراء تحليل مفصّل للنظام المالي لقطاع البترول في قبرص لأنّ جميع الشروط الماليّة خاضعة للمناقصة أو التفاوض، كما أنّ أيّاً من العقود الموقّعة لم يَنشر.

وليس من إتاوة في قبرص، إلاّ أنّها تفرض مكافآت التوقيع والإنتاج. ويمكن تفسير ذلك في جزء منه بحاجة قبرص الملحة للنقد نظراً لأزمتهما الإقتصاديّة. وتفرض الحكومة سقفاً على استرداد الكلفة لكنّه قابل للمناقصة. إلى ذلك، فإنّ توزيع الأرباح يستند إلى عامل الإسترداد، وهو خاضع للمناقصة أيضاً. وتُفرض ضريبة الدخل العامّة على الشركات البالغة ١٠% على حصة المقاول من نفط الأرباح، لكن يتمّ تسديدها عنه. وقد أدّى ذلك إلى ارتباك لدى الخبراء غير الماليين عند نشر عقد المشاركة بالإنتاج من دون بند ضريبي، وبعد تصريحات متتالية من وزارة التجارة تفيد بأنّه 'لا يتوجّب دفع أي ضريبة' على أرباح إنتاج النفط والغاز.

لكن عملياً، عندما تسدّد ضريبة الدخل على الشركات عن المقاول، فهذا لا يعني أنّ معدّل الضريبة معدوم؛ بل يعني ببساطة أنّ الدولة تدفعه من حصّتها من الإنتاج نيابةً عن المقاول. يتعيّن على المقاول أن يسهم في مبالغ تخضع للتفاوض/المناقصة وتخصّص لتدريب الموظفين العموميّين القبارصة. ويمكن أن تختلف هذه المبالغ في المراحل التي تسبق وتلي إعلان الإكتشاف التجاري. أمّا رسوم التدريب فتعتبر تكاليف قابلة للاسترداد.

### إسرائيل

تمثّل إسرائيل مثلاً نموذجياً عن الدورة الماليّة. ففي البيئات البحريّة غير المجرّبة بشكل خاص، تميل الحكومات إلى اتّخاذ موقف حذر، وتقدّم شروطاً ماليّة جذّابة لتسترعي اهتماماً كافياً من شركات النفط الدوليّة. وعند حصول الإكتشافات، تشعر الحكومات المضيفّة أنّها في وضع أقوى، مع اتضاح وجود حوض الهيدروكربون. وغالباً ما تؤدّي هذه النتيجة إلى تشديد الأنظمة والشروط الماليّة.

تطبق إسرائيل نظام الإمتيازات، وقد صيغ في العام ١٩٥٢، ولم يتغير فيه الشيء الكثير حتى العام ٢٠١١. كان النظام المالي الأساسي سخياً جداً من وجهة نظر المستثمر، إذ أن حصة الحكومة التي لم تتخط الـ ٣٠٪ كانت بين الأدنى في العالم. وقد اعتبرت هذا المستوى غير ملائم بعد سلسلة من اكتشافات الغاز. نذكر في هذا السياق أن النظام الأساسي كان يتضمن ما يلي: الرسوم، وإتاوة، وضريبة دخل الشركات، واقتطاعات خاصة للنضوب. وقد أصبح النظام بسبب هذه التركيبة تنازلياً أيضاً. عام ٢٠١٠، عين وزير المال لجنة شيشنسكي للنظر في النظام المالي لقطاع البترول المعتمد في البلاد. وخلصت اللجنة إلى أن النظام المعمول به لا يعكس بشكل ملائم ملكية الشعب للموارد الطبيعية. ونتيجة لذلك، تم إدخال تعديلات أساسيين:

- إلغاء اقتطاع النضوب، الذي يخفف الدخل الخاضع للضريبة.
- إدخال ضريبة ارباح خاصة (أو ضريبة على الأرباح المفاجئة)، على أساس عامل الإسترداد. ويبدأ معدّل الضريبة بالتالي عند الـ ٢٠٪ ويزداد إلى حدّ أقصاه ٥٠٪. وتطبق أيضاً إتاوة تبلغ ١٢,٥٪، بالإضافة إلى ضريبة الدخل العادية على الشركات والتي قدرها ٢٦,٥٪، وذلك اعتباراً من الأوّل من كانون الثاني ٢٠١٤. بالتالي، تتراوح الحصة المالية الإجمالية للحكومة بين ٥٢٪ و٦٢٪، وهي نسبة أدنى من المعدّل العالمي البالغ ٦٥٪. ويصف دانيال جونستون النظام الإسرائيلي بالتصميم 'المبتكر'، وأحد أكثر الأنظمة تقدماً في العالم.<sup>٢</sup>

جدول ٥

## ملخص عن الشروط الإقتصادية

النوع	لبنان	قبرص	إسرائيل
إتاوة	٤٪ للغاز ٥ - ١٢٪ مقياس متحرّك عند الإنتاج	لا تنطبق	إمتياز ١٢,٥٪
مكافأة التوقيع	لا تنطبق	خاضعة للمناقصة؛ غير قابلة للإسترداد	لا تنطبق
مكافأة الإنتاج	لا تنطبق	خاضعة للمناقصة؛ غير قابلة للإسترداد	لا تنطبق
مشاركة الدولة	تنطبق ولكن ليس في الجولة الأولى	لا تنطبق	لا تنطبق
الضريبة على الأرباح المفاجئة	لا تنطبق	لا تنطبق	٢٠ - ٥٠٪ على أساس عامل الإسترداد
سقف إسترداد الكلفة	خاضع للمناقصة	خاضع للمناقصة	لا ينطبق
توزيع الأرباح	خاضع للمناقصة	خاضع للمناقصة الجولة الأولى: على أساس الإنتاج وسعر النفط؛ على أساس مستويات الإنتاج بالنسبة للغاز الجولة الثانية: على أساس عامل الإسترداد	لا ينطبق

<sup>٢</sup> Johnston, D. 2010. 'Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis and Commentary.' Daniel Johnston & Co., Inc.: 4

ضريبة الدخل على الشركات	١٥٪	١٠٪ تُسدد نيابة عن	٢٦,٥٪
بدل التدريب	يصل إلى ٣٠٠ ألف دولار/السنة (يزداد بنسبة ٥٪ سنويًا) إلى حين بدء الإنتاج؛ وبعد ذلك يبلغ ٥٠٠ ألف دولار/السنة (يزداد بنسبة ٥٪ سنويًا)	قابل للمناقصة	لا ينطبق

## الخلاصة والتوصيات

فيما يتعلّق باستراتيجيّة منح التراخيص، اختار لبنان المناقصة التنافسيّة، وهي تزداد شعبيّة لأنّها تتيح للحكومات المضيفة الاستفادة من غريزة التنافس لدى شركات النفط الدوليّة. ومن المرجّح أن تبقى المزادات على شعبيّتها، سيّما أنّ العديد من المنظّمات غير الحكوميّة تروّج لاستخدامها بحجّة أنّها الأكثر شفافيّة بين الإجراءات. غير أنّ نجاح المزاد من عدمه يعتمد إلى حدّ كبير على تصميمه وعلى التزام الحكومة بالشفافيّة. ويمكن للبلدان اعتماد مجموعة من سياسات منح التراخيص لأنّ استراتيجيّة واحدة قد لا تلائم جميع الظروف والمناسبات. ويُعتبر اختيار المعلّات الخاضعة للمناقصة حيث لا يُنصح باعتماد المعلّات الماليّة من أبرز نواحي المناقصة التنافسيّة - وهي من الاعتبارات التي أخذت بها هيئة إدارة قطاع البترول اللبنانيّة في آخر التنقيحات التي أجرتها على اتفافيّة الاستكشاف والإنتاج النموذجيّة.

أمّا فيما خصّ تقسيم الرقع، فإنّ أحجام الرقع البحريّة اللبنانيّة لا تشدّ عن الحيز المنطقي، ولا سيّما عند أخذ مخاطر الاستكشاف وقاعدة التخلي بالاعتبار. أمّا لجهة الأنظمة البتروليّة، فيبدو أنّ لبنان يقدّم حلاً وسط ما بين قبرص وإسرائيل، إذ تُعتبر قبرص أكثر تساهلاً، في حين يزداد اعتماد إسرائيل على الأنظمة ولا سيّما بعد التغييرات التي أُحدثت في عامي ٢٠١٠ و٢٠١١. ويشكّك البعض فيما إذا كان النظام الذي اعتمده لبنان هو الخيار الصحيح. لكنّ الواقع أنّ نوع النظام ليس الأهمّ. ذلك أنّ النظم الماليّة يمكن أن تتساوى لجهة الضوابط والأثر الاقتصادي العام، في ظلّ أسعار معيّنّة للنفط والغاز. ويكتسي تصميم النظام، والتفاعلات بين مختلف الأدوات الماليّة وشبه الماليّة، والتفاصيل المتّصلة بفرض الأدوات المختلفة، من بين جملة أمور أخرى، أهميّة أكبر بكثير. ولا شكّ أنّ الاكتفاء باختيار الضرائب الأساسيّة وبمعدّلها الكلي لتقييم فاعليّة النظام المالي أو نقاط قوّته يتّسم بالمحدوديّة. إلى ذلك، يمكن لعوامل عدّة، مثل التخفيف الضريبي وعملية احتساب الوعاء الضريبي أن تؤديّ إلى فروقات كبيرة بين التدابير الماليّة، في حين يمكن لهياكل وأنظمة مختلفة أن تؤديّ إلى النتائج نفسها لناحية الإيرادات والحصة الضريبيّة (جدول ٥).

وفيما خلا إسرائيل، يصعب تحديد معدّل (أو نطاق معدّلات) لحصة الحكومة في لبنان وقبرص: ففي لبنان، لم يتمّ اعتماد صيغة نهائيّة للشروط الماليّة ونشرها بعد؛ أمّا في قبرص، فإنّ جميع الشروط، ما خلا ضريبة الدخل على الشركات، قابلة للمناقصة. وبعد مرور أكثر من ٦ عاماً، أدخلت إسرائيل تغييرات

مالية جديدة عام ٢٠١٢. فأصبح النظام بموجبها أكثر تقدميةً، وهو لا يزال يُعدّ تنافسيّاً بحسب المعايير الدولية. أمّا قبرص فلا تفرض إتاوةً، لكنّها تستخدم مكافآت التوقيع والإنتاج بالإضافة إلى سقف استرداد الكلفة الخاضع للمناقصة. وقد عدّلت جزيرة قبرص شروطها المالية في جولة التراخيص الثانية، خاصّةً لجهة قاعدة توزيع الأرباح.

وفي حين أنّ حصّة الحكومة الإجمالية مهمّة، فإنّ توقيت تفعيل الأدوات الضريبية مع المستثمرين، وبالتالي التأثير على الإسترداد، هو بالأهمية نفسها. ولعلّ أفضل محفّز للمستثمر يكمن في توفير فرصة استرداد رأس المال بسرعة. أمّا في لبنان، فإنّ تركيبة دمج الإتاوة وسقف استرداد الكلفة، مع إمكانية مشاركة الدولة، قد تؤدّي إلى إطالة فترة الإسترداد، وجعل النظام أكثر انكفاءً.

وليس من حلّ واحد مثاليّ لجميع البلدان. فإنّ النظام المالي المثالي لم يُختَرع بعد. أمّا المهمّ فهو ما تريد الحكومات تحقيقه. وفي غياب مقياس موضوعي لتوزيع الثروة الاقتصادية بين مختلف المصالح المعنية بالنشاط الاقتصادي، تبقى الجدلية والتوتر سيّدة الموقف بين المستثمرين والحكومة المضيفة. ولكن، من الأهمية بمكان الحفاظ على التوازن الدقيق بين ضمان حصّة مناسبة من الإيرادات للسلطة التي تفرض الضرائب، مع توفير ما يكفي من الحوافز لتشجيع الاستثمار في الوقت نفسه. وتبرز هذه المسائل في جميع الأنشطة المتصلة بسياسات فرض الضرائب، لكنّها في حالة النفط والغاز تتّسم بطابع خاص وبالمزيد من التعقيد.

ولا تزال العديد من العوامل الغامضة تمنع إجراء تقييم شامل للنظام المالي للمرحلة الأولى من الصناعة البترولية في لبنان. ومهما كانت صيغة المعدلات والأدوات التي يختارها لبنان، يجب أن يتّسم النظام المالي بالتنافسية على الصعيد الدولي.

## توصيات للبنان

تركّز التوصيات الواردة في هذه الورقة والهادفة إلى تحسين النظام الموجود في لبنان على ثلاثة مجالات محدّدة، هي:

### القانون

- على الحكومة أن تفكّر في اعتماد قانون واحد يحكم العمليّات البترولية البحريّة والبريّة، إذا كان من توجّه نحو إجراء الأخيرة، وذلك تماشياً مع الممارسة الدولية. ويمكن لذلك أن يشكّل فرصةً لردم الثغرات في قانون الموارد البترولية في المياه البحريّة، سيّما لجهة إدخال تفاصيل النظام المالي، بعد أن تسنّى للسلطات الوقت الكافي لإجراء تحليل دقيق.

### الترخيص

- يجب أن تضمن الحكومة منح التراخيص في بيئة من الشفافية والانفتاح، مع احترام أعلى معايير المهنية والتقيّد بالممارسة الدولية.
- تستدعي مسألنا مدّة الترخيص والتمديد له المزيد من التوضيح، وإلاّ فستؤدّي إلى تفسيرات متباينة. فإنّ تقسيم المدد وصيغ التمديد وقواعد التخلي تحتمل الكثير من التبسيط.
- يُنصح ألاّ يمنح لبنان جميع رقعته دفعةً واحدة.
- يجب منح الرقع للشركات التي تُقدّم العروض الأكثر ملائمةً، والتي ليست

بالضرورة الأكثر تفاؤلاً. وبغية الحدّ من خطر الإفراط في الرسملة، الذي يمكن أن ينتج عن برنامج عمل خاضع للمناقصة، على لبنان أن يوكل تقييم العروض المختلفة إلى لجنة تتمتع بمؤهلات ومهارات عالية.

■ تُعدّ أحجام الرقع عاديّة مقارنة بما تقدّمه قبرص وإسرائيل. وما من حجم مثالي للرقعة: فالخطر الجيولوجي، ونوع الفرصة، وقواعد التخلي يجب أن تؤخذ أيضاً بالاعتبار.

### النظام المالي

■ على لبنان أن يدرس تضمين تفاصيل الشروط الماليّة في قانون الموارد البتروليّة في المياه البحريّة، وليس فقط في إتفاقية الإستكشاف والإنتاج. كانت نقطة الضعف الأساسيّة للنظام المالي تكمن في البداية في أنّ اثنين من المعلّقات المهمّة - أي سقف استرداد الكلفة وتوزيع الأرباح - يطرحان كمعلّمين خاضعين للمناقصة. فمن غير الإعتيادي أن يكون الحدّ الأدنى لتوزيع الأرباح خاضعاً للمناقصة، سيّما أنّ ذلك يمكن أن يؤدي إلى مجموعة واسعة من الحصص الحكوميّة الدنيا. وترحب معدّة هذا المقال بالتنقيحات التي أجرتها هيئة إدارة قطاع البترول، ولا سيّما تلك الهادفة إلى تحديد السقف الأعلى لاسترداد الكلفة والحدّ الأدنى لتوزيع الأرباح.

■ حصر بعض الخبراء غير الماليين تقييمهم للنظام المالي في لبنان بأداة واحدة (الأتاوة أو ضريبة الدخل على الشركات). والواقع أنّ جميع الأدوات الماليّة، مع معدّلاتها وتصميمها، بالإضافة إلى طريقة تفاعلها مع الأدوات الأخرى، يجب أن تؤخذ بالحسبان عند تقييم النظام. ويجب إيلاء اهتمام خاص بالأثر الصافي لدمج الأتاوة وسقف استرداد الكلفة.

■ يمكن للحكومة أن تفرض معدّل اتاوة موحد للنفط، مع الحفاظ على معدّلات متباينة بين النفط والغاز. فعامل الاسترداد (R-factor) هو ما سيروّد النظام بالمرونة، بما يتماشى مع التكاليف المتغيّرة والربحيّة.

■ من شأن توزيع الأرباح على أساس عامل الإسترداد أن يجعل النظام أكثر تقدّميّة، رغم أنّ النتيجة النهائيّة ستعتمد على المعدّلات والأدوات المختلفة والتفاعل فيما بينها.

■ لم يتمّ بعد اعتماد الصيغة النهائيّة لمعدّل ضريبة الدخل على الشركات. وتميل الممارسة الدوليّة إلى دعم فرض المعدّل العام لضريبة الدخل على الشركات على قطاع النفط، عوضاً عن إنشاء نظام منفصل. وتدعو الحاجة إلى إدخال بعض التعديلات على قانون ضريبة الدخل لأخذ بعض المزايا الخاصّة بعمليات النفط والغاز بالاعتبار.

■ لا بدّ من ضمان الاتّساق بين قانون ضريبة الدخل واتفاقية الإستكشاف والإنتاج النموذجيّة.

## LCPS

حول ملخص السياسة العامة  
ملخص السياسة العامة هو منشورة قصيرة تصدر بشكل منتظم عن المركز اللبناني للدراسات تحلل مواضيع سياسية واقتصادية واجتماعية أساسية وتقدم توصيات في السياسات العامة لشريحة واسعة من صناعات القرار والجمهور بوجه عام.

حول المركز اللبناني للدراسات  
تأسس المركز اللبناني للدراسات في عام ١٩٨٩. هو مركز للأبحاث مقره في بيروت، إدارته مستقلة ومحايدة سياسياً، مهمته إنتاج ومناصرة السياسات التي تسعى إلى تحسين الحكم الرشيد في مجالات مثل اللامركزية، والتنمية الاقتصادية، والمالية العامة والنفط والغاز.

### للإتصال بنا

المركز اللبناني للدراسات  
برج السادات، الطابق العاشر  
ص.ب. ٥١٢-٥٥، شارع ليون  
رأس بيروت، لبنان  
ت: ١ ٧٩٩٣ | ٩٦١ +  
ف: ٢ ٧٩٩٣ | ٩٦١ +  
info@lcps-lebanon.org  
www.lcps-lebanon.org