



دولة ليبيا
وزارة النفط والغاز
STATE OF LIBYA
MINISTRY OF OIL & GAS



اللائحة النفطية رقم 10

بشأن المحافظة على موارد النفط والغاز
والصحة والسلامة وحماية البيئة

Petroleum Regulation # 10

For the Conservation of Oil & Gas Resources, Health,
Safety & Environment

27 نوفمبر 2024

27 November, 2024



STATE OF LIBYA
MINISTRY OF OIL & GAS

Petroleum Regulation # 10
For the Conservation of Oil & Gas Resources,
and Health, Safety & Environment

27 November, 2024

Introductory Chapter
General Provisions

All oil and gas operations in Libyan territory onshore and offshore must adhere to the rules and provisions stipulated in these regulations in order to achieve the following objectives:

1. Preserving the health and safety of persons and integrity of properties, protecting the environment, and preparing and applying the latest methods of pollution control.
2. Applying the principles that ensure the exploration, evaluation and development of oil and gas resources onshore and in submerged (offshore) areas in Libya in an economical, systematic and effective manner that benefits the public interest and in accordance with the established scientific methods and prevailing in the oil and gas industry.
3. Observing the principles of sound and effective practice in determining the locations and spacing of wells, as well as in drilling, equipping, completing, restoring, testing, operating and abandoning them, with the aim of producing, processing, transporting, storing and exporting oil and gas.
4. Ensuring the preservation of oil and gas resources in the Libyan State and preventing their waste.
5. Ensuring the recording, distribution and saving information related to oil and gas resources in the Libyan State.
6. Ensuring compliance with the implementation of international agreements and treaties to which the Libyan State is a party.

Scope of Application of the Regulation

The provisions of the regulation apply to every company, or equivalent legal person, that carries out, directly or on behalf of,



دولة ليبيا
وزارة النفط والغاز

اللائحة النفطية رقم 10
بشأن المحافظة على موارد النفط والغاز
والصحة والسلامة وحماية البيئة

27 نوفمبر 2024

باب تمهيدي
أحكام عامة

يجب التقيد في ممارسة كافة العمليات النفطية والغازية في الأراضي الليبية ومناطقها البرية والبحرية بالقواعد والأحكام المنصوص عليها في هذه اللائحة بغرض تحقيق الأهداف التالية:-

- 1- المحافظة على صحة وسلامة الأفراد والممتلكات، وحماية البيئة واعداد وتطبيق أحدث الأساليب لمكافحة التلوث
- 2- تطبيق الأسس التي تؤمن استكشاف وتقييم وتطوير موارد النفط والغاز باليابسة وبالمناطق المغمورة في ليبيا بطريقة اقتصادية ومنظمة وفعالة بما يفيد المصلحة العامة وطبقاً للأساليب والأصول العلمية المتبعة والسائدة في صناعة النفط والغاز.
- 3- مراعاة أصول الممارسة السليمة والفعالة في تحديد مواقع الآبار وتباعداتها، وكذلك في حفرها وتجهيزها وإكمالها وترميمها واختبارها وتشغيلها وهجرها، بهدف إنتاج ومعالجة ونقل وتخزين وتصدير النفط والغاز.
- 4- تأمين المحافظة على موارد النفط والغاز في الدولة الليبية ومنع هدرها.
- 5- تأمين تسجيل وتوزيع وحفظ المعلومات المتعلقة بموارد النفط والغاز في الدولة الليبية.
- 6- مراعاة تطبيق الاتفاقيات والمعاهدات الدولية ذات العلاقة التي تعد الدولة الليبية طرفاً فيها.

نطاق تطبيق اللائحة

تسري نصوص هذه اللائحة على كل شركة، أو ما في حكمها من الأشخاص الاعتباريين، التي تمارس مباشرة أو بالنيابة أية عمليات نفطية، على اليابسة أو في المناطق المغمورة، وذلك ضمن حدود سيادة الدولة الليبية، وكذلك المناطق التي تملك الدولة عليها حقوق

any oil operations, onshore or in offshore areas, within the borders of the sovereignty of the Libyan state, as well as areas over which

the State has exploitation and investment rights in accordance with international law and national legislation, or in accordance with the provisions of treaties and agreements to which the Libyan State is a party.

The provisions regulated by this regulation

This regulation regulates the procedures that must be followed, which are related to the preservation of oil resources and the proper implementation and management of oil operations. In the event that this regulation does not contain a provision for a specific case, that case will be decided in accordance with the sound methods and principles followed and prevailing in the oil and gas industry.

Article 1 Definitions

- 1.1 **Libya** : State of Libya
- 1.2 **Law** : means the Libyan petroleum Law No. 25 of 1955 and amendments.
- 1.3 **Ministry**: Ministry of Oil & Gas
- 1.4 **National Oil Corporation** : (NOC)
- 1.5 **Company**: Any legal entity licensed to engage in oil and gas exploration and production operations, directly or indirectly, within the borders of the State of Libya and its exclusive economic zones.
- 1.6 **Exploration Program**: Shall mean a defined schedule of activities aimed at the exploration for oil and gas beneath the earth's surface, utilizing various techniques including, but not limited to, surface, geological, geophysical, and geochemical surveys, the drilling of exploratory wells, or any other related technical operations.
- 1.7 **Development Program**: Shall mean a scheduled program for the development of a specific reserve of oil or gas from a particular field, following the declaration of its commerciality or for the implementation of an enhanced recovery project, in accordance with the definition set forth in this Regulation.
- 1.8 **Enhanced oil recovery**: Shall mean the production of additional quantities of oil and gas through the use of advanced techniques (EOR technologies) that contribute to improving

الاستغلال والاستثمار بموجب القانون الدولي والتشريعات الوطنية، أو وفقا لأحكام المعاهدات والاتفاقيات التي تكون الدولة الليبية طرفاً فيها.

الأحكام التي تنظمها هذه اللائحة

تنظم هذه اللائحة الإجراءات الواجب اتباعها والتي تتعلق بالمحافظة على الثروة النفطية وبحسن تنفيذ وإدارة العمليات النفطية، وفي حال خلو هذه اللائحة من حكم لحالة معينة، يتم الفصل في تلك الحالة طبقاً للأساليب والأصول السليمة المتبعة والسائدة في صناعة النفط والغاز.

المادة 1 التعريف

- 1.1 ليبيا : دولة ليبيا
- 2.1 **القانون**: يقصد به قانون النفط الليبي رقم 25 لسنة 1955 م وتعديلاته.
- 3.1 **الوزارة**: وزارة النفط والغاز.
- 4.1 **المؤسسة**: المؤسسة الوطنية للنفط.
- 5.1 **الشركة** : تعني أي شخص اعتباري مرخص له بمزاولة عمليات إستكشاف وإنتاج النفط والغاز، بصورة مباشرة أو غير مباشرة داخل حدود دولة ليبيا ومناطقها الاقتصادية الخاصة.
- 6.1 **برنامج الاستكشاف**: يقصد به برنامج زمني محدد معد للبحث عن النفط والغاز في باطن الأرض باستعمال التقنيات المختلفة مثل المسوحات السطحية والجيولوجية والجيوفيزيائية والجيوكيميائية وحفر الآبار الاستكشافية أو غيرها من العمليات الفنية.
- 7.1 **برنامج التطوير**: يقصد به برنامج زمني لتطوير احتياطي معين من المخزون النفطي أو الغازي من حقل ما، بعد إعلان تجارته أو لتنفيذ مشروع الاسترداد الإضافي وفقاً للتعريف الوارد بهذه اللائحة.
- 8.1 **الاسترداد الإضافي**: يُقصد به إنتاج كمية إضافية من النفط والغاز باستخدام تقنيات حديثة تساهم في تحسين وتطوير إنتاجية الحقل وتزيد من معامل الاسترداد النفطي أو الغازي منه.
- 9.1 **الاسترداد الأقصى**: يُقصد به استخراج أكبر قدر ممكن من المواد الهيدروكربونية من احتياطي نفطي أو غازي ثبت وجوده في طبقة حاوية بطرق الاسترداد الأولى والإضافي.



the productivity of the field and increasing the oil or gas recovery factor therefrom.

1.9 Maximum recovery: Shall mean the extraction of the greatest possible amount of hydrocarbons from a proven oil or gas reserve within a reservoir through primary and enhanced recovery methods.

1.10 Discovery: Shall mean the finding of oil or gas as a result of drilling an exploratory well in one or more zones within a prospective geological structure, where such finding is confirmed through testing at stable production rates for a sufficient period of time, in accordance with sound practices commonly applied in the petroleum industry.

1.11 Appraisal Program: Shall mean a program for evaluating information obtained from various exploratory activities related to a specific prospect prior to exploratory drilling, as well as assessing post-drilling data to determine reservoir characteristics, hydrocarbon content, production potential, and the extent of accumulation.

1.12 Allowable Production Rate: Shall mean the production rate authorized by the NOC for a specific well and reservoir.

1.13 Well Blowout: means an uncontrolled flow of fluids from the well.

1.14 Damage: means damage to a pipeline or its covering layer caused by being struck by any object, equipment or tool.

1.15 Market demand: means the quantity of oil and gas, determined by NOC, that is expected to be demanded for consumption, export or storage during any specified period of time.

1.16 Petroleum Operations: Shall mean all exploration, appraisal, development, production, and abandonment operations, as well as any other related activities or operations authorized or contemplated under the Agreement.

1.17 Proper principles in the oil industry: means a set of practices and standards that aim to achieve the goals of the oil industry in a safe and sustainable manner, including but not limited to occupational safety and health practices, environmental protection, operational efficiency, risk management, sustainability, and compliance with relevant local and international standards and regulations.

10.1 الاكتشاف: يتحقق عندما يتم العثور على نفط أو غاز كنتيجة لحفر بئر إستكشافية في طبقة أو عدة طبقات في تراكيب جيولوجية محتملة وتم اختباره بمعدلات إنتاج مستقرة لمدة زمنية كافية تؤكد تحققه وفقاً للأسس السليمة المتبعة في الصناعة النفطية.

11.1 برنامج التقييم: يعني برنامجاً لتقييم المعلومات المستقاة من الأنشطة الاستكشافية المختلفة لمؤمل معين والذي يسبق الحفر الاستكشافي، وكذلك تقييم معلومات ما بعد الحفر ليشمل المكان ومحتوياتها من المواد الهيدروكربونية وطاقتها الإنتاجية وحدود تراكبها.

12.1 معدل الإنتاج المسموح: يعني معدل الإنتاج المسموح به من قبل المؤسسة لبئر وممكن ما.

13.1 الفوران: يعني تدفق خارج عن السيطرة للموائع من البئر.

14.1 الضرر: يقصد به الضرر الواقع على خط أنابيب أو على طبقاته الغلافية من جراء صدمه بأي شيء أو بأية معدة أو أداة.

15.1 طلب السوق: يقصد به كمية النفط والغاز، التي تحددها المؤسسة، والتي يتوقع طلبها للاستهلاك أو التصدير أو التخزين أثناء أية فترة زمنية محددة.

16.1 العمليات النفطية: تعني جميع عمليات الاستكشاف، التقييم، التطوير، الإنتاج، والهجر، بالإضافة إلى أي عمليات أو أنشطة أخرى ذات صلة، مخولة أو متوقعة بموجب الاتفاقية.

17.1 الأسس السليمة في الصناعة النفطية: تعني مجموعة من الممارسات والمعايير التي تهدف إلى تحقيق أهداف الصناعة النفطية بشكل آمن ومستدام، والتي تشمل وليس للحصر ممارسات السلامة والصحة المهنية، حماية البيئة، الكفاءة التشغيلية، إدارة المخاطر، الاستدامة، الالتزام بالمعايير والأنظمة المحلية والدولية ذات العلاقة.

18.1 الغاز الطبيعي: يقصد به الغاز المستخرج من باطن الأرض ويتكون بصفة أساسية من مواد هيدروكربونية.

19.1 الممكن: يقصد به مجمع طبيعي للموائع والغاز أو كلاهما في أعماق الأرض يكون مفصولاً عن غيره من التجمعات. كما يقصد به الصخور التي تتجمع فيها الموائع الهيدروكربونية من نفط وغاز طبيعي أو كلاهما ويمكن استخراجها بالطرق الفنية المتوفرة. وتتصف هذه الصخور بخواص فيزيائية معينة مثل المسامية (Porosity) والنفاذية (Permeability)، وتغطيها من الأعلى والأسفل والجوانب طبقات صماء (عديمة النفاذية)



1.18 **Natural gas:** Shall mean the gas extracted from the underground and consisting mainly of Hydrocarbon substances.

1.19 **Reservoir:** Shall mean a natural subsurface accumulation of fluids and/or gas that is geologically separated from other accumulations. It also refers to rock formations in which hydrocarbon fluids (such as crude oil, natural gas, or both) have accumulated and can be extracted using available technical methods. These rocks are characterized by specific physical properties, including porosity and permeability, and are typically enclosed from the top, bottom, and sides by impermeable layers.

1.20 **The Maximum Efficient Rate of Production of the Reservoir and Well:** shall mean the rate of production that does not cause damage to the productivity of the reservoir, the well, and the reserves, as determined by reservoir engineering studies.

1.21 **Distribution Rate for Market Demand:** This means the coefficient applied to the allowable production rate that reflects market demand, the purpose of which is to distribute market demand appropriately and fairly among the fields.

1.22 **Pipeline:** means a pipe for transporting oil, gas, water, or other fluids.

1.23 **Production facilities:** means the surface facilities designated for receiving and processing oil, gas and the water produced from wells including equipment for separating, measuring, storing and transporting oil and gas, in addition to equipment of separating and re-injecting gas and water or any other equipment necessary to perform these tasks.

1.24 **Original Oil-in-Place:**

Shall mean the quantities of hydrocarbons accumulated in the subsurface within a specific natural trap, the presence of which has been identified and the volume of which has been estimated based on geological and engineering principles, with varying degrees of accuracy.

1.25 **Reserves:** Shall mean the quantities of hydrocarbons expected to be recovered over a specific period of time from known original hydrocarbons in place, using all available and technically and economically optimal methods and techniques. **Appendix No. (9)** includes general definitions of the concept of oil and gas reserves that are largely consistent with the latest recognized classifications and definitions in the petroleum industry. NOC shall have the right to propose an amendment for some definitions in line with the general

20.1 **المعدل الأقصى الكفؤ لإنتاج المكنن و البئر :** يعني معدل الإنتاج الذي لا يسبب ضرر لإنتاجية المكنن والبئر و الإحتياطي ، ووفق ما يتم تحديده من خلال الدراسات الهندسية المكننية بالخصوص.

21.1 **معدل التوزيع لطلب السوق:** يقصد به المعامل الذي يطبق على معدل الإنتاج المسموح به والذي يعكس طلب السوق، والغرض منه توزيع طلب السوق توزيعاً مناسباً وعادلاً بين الحقول.

22.1 **خط الأنابيب:** يقصد به أنبوب لنقل النفط أو الغاز أو الماء أو غير ذلك من المواع.

23.1 **مرافق الإنتاج:** يقصد بها التسهيلات السطحية المخصصة لاستقبال ومعالجة النفط والغاز والماء المنتج من الآبار ويشمل معدات فصل وقياس وتخزين ونقل النفط والغاز بالإضافة إلى معدات فصل وإعادة حقن الغاز والماء أو أية معدات أخرى ضرورية لتنفيذ هذه المهام.

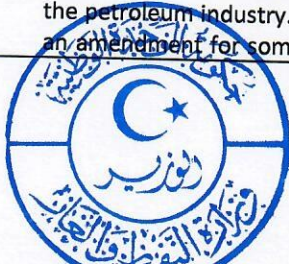
24.1 **المخزون الأصلي:** هو تلك الكميات من المواد الهيدروكربونية المتجمعة بباطن الأرض في مصيدة طبيعية معينة وأمكن التعرف على وجودها وقدرت كمياتها وفق أسس جيولوجية وهندسية بدرجات متفاوتة من الدقة.

25.1 **الإحتياطي:** هو تلك الكميات من المواد الهيدروكربونية المتوقع استردادها خلال فترة زمنية معينة، من مخزون أصلي معروف باستخدام جميع الأساليب والطرق التقنية المتوفرة والأمثل فنياً واقتصادياً. الملحق رقم (9) يتضمن تعاريف عامة لمفهوم إحتياطي النفط والغاز والمتطابقة إلى حد كبير مع أحدث التصنيفات والتعاريف المتعارف عليها في الصناعة النفطية. وللمؤسسة الحق في إقتراح تعديل لبعض التعاريف بما يتماشى مع السياسة العامة للدولة الليبية والقوانين واللوائح المعمول بها في هذا الشأن.

26.1 **الظروف القياسية المعيارية لقياس المواد الهيدروكربونية :**

60 درجة فهرنهايت و 14.7 رطل لكل بوصة مربعة أو ما يعادلها بالوحدات القياسية.

27.1 **دليل القياس الليبي:** يعني دليل القياس الوطني لمنظومات قياس النفط الخام والغاز ومشتقاتهما (للقياس التجاري والصادرات و نقل الملكية و المنتجات)، والذي يصدر عن المؤسسة ويتم تحديثه من وقت لآخر.



policy of the Libyan State and the laws and the applicable regulations in this regard.

1.26 Standard Conditions of Hydrocarbon Measurement:

60°F and 14.7 psi or its equivalent in standard international units.

1.27 Libyan Measurement Code: means Libyan hydrocarbon national code for dynamic & static measurement systems (Custody, Fiscal, Allocation & Production Measurement Applications) issued by NOC and is updated from time to time.

1.28 Unitization Agreement: Shall Mean an agreement between the National Oil Corporation (NOC) and one or more partners to unitize two or more reservoirs that have been confirmed to be in communication (either through the hydrocarbon leg or the underlying aquifer) based on reservoir studies and their updates. The agreement aims to determine the allocation of fiscal terms among the parties in accordance with the reserve distribution ratios of the unitized reservoir(s), and to optimize the development strategy with the objective of achieving the Maximum Efficient Production Rate and maximizing recoverable reserves.

1.29 Loss of Resources: Shall Means the following:

a- Locating, completing, operating or producing a well in such a way that causes:

- 1) A reduction in the maximum recoverable reserves from the reservoir.
- 2) Excessive oil spills or gas flaring, except for flaring or venting carried out during testing or for limited periods expressly pre-approved by the National Oil Corporation (NOC), or in emergency situations.

b- Inefficient, excessive, or improper use of reservoir energy in a manner that negatively impacts recoverable reserves.

c- Failure to implement appropriate technologies that enhance the recovery factor and increase the volumes of oil and gas extracted from the reservoir to achieve maximum economic return.

d- Improper storage of oil and gas.

1.30 Waste: means contaminated water, dirt, impurities, scrap, drilling fluids, spilled oils, flared gases, naturally occurring radioactive materials (NORM) or other unusable materials.

1.31 Well: Shall mean a hole in the ground, whether completed or under drilling, for any of the following purposes:

- A-Conducting tests for the evaluation of geological formations.
- B- Production of oil, gas, or water.
- C- Injection of water or gas into a subsurface formation to maintain reservoir pressure and achieve the target production rate.

28.1 اتفاقية التوحيد: يقصد بها اتفاقية بين المؤسسة وشريك أو أكثر لتوحيد مكامين أو أكثر، يثبت وجود اتصال مكمني بينهم وفقاً للدراسات المكمنية وتحديثاتها، مع الأخذ في الاعتبار إثبات اتصال الخزان المائي أيضاً. تهدف الاتفاقية إلى تحديد الحصص بين الطرفين / الأطراف وفقاً لنسب توزيع الاحتياطي للمكمن/ المكامن الموحد لتطوير واسترداد المواد الهيدروكربونية الموجودة في المكمن أو في أي جزء منه، بهدف تحقيق المعدل الأقصى الكفؤ لإنتاج المكمن.

29.1 الهدر: يقصد به ما يلي:

أ- تحديد موقع البئر أو استكماله أو تشغيله أو إنتاجه بطريقة تتسبب في:

1. انخفاض كمية الاسترداد الأقصى من المكمن.
2. فقدان أو تلف سطحي مفرط للنفط أو الغاز، باستثناء حرق الغاز أثناء الاختبارات أو تنفيسه لفترة زمنية محددة معتمدة مسبقاً من المؤسسة أو أثناء حالات الطوارئ.
- ب- استخدام طاقة المكمن بطريقة غير كفؤة أو بطريقة مفرطة أو غير سليمة.
- ت- عدم استخدام التقنيات المناسبة التي تعزز نسبة الاسترداد وتحقق زيادة في كمية النفط والغاز المستخرجة من المكمن لتحقيق أعلى مردود إقتصادي.
- ث- التخزين غير السليم للنفط والغاز.

30.1 النفايات: يقصد بها المياه الملوثة والأوساخ والشوائب والخردة وموائع الحفر والزيوت وحرق الغاز والمواد المشعة طبيعياً أو غيرها من المواد غير الصالحة للاستعمال.

31.1 البئر: يقصد به حفرة في الأرض سواء كانت البئر منجزة أو تحت الحفر لتحقيق إحدى الأغراض الآتية:

- أ- إجراء الاختبارات التقييمية للطبقات التكوينية.
- ب- انتاج النفط أو الغاز أو المياه.
- ت- لحقن الماء أو الغاز في طبقة تكوينية جوفية لغرض تعزيز ضغط المكمن وتحقيق معدل الإنتاج المستهدف.
- ث- صرف المياه المصاحبة للنفط المنتج تحت الطبقات الحاوية للمياه العذبة.

32.1 المنشآت البحرية: هي المنشأة القائمة بعرض البحر متحركة أو ثابتة شاملة كافة ملحقاتها ومرافقها المكملة:

أ - المنشأة البحرية المتحركة:

هي المنشأة البحرية المتنقلة أو العائمة أو المغمورة أو شبه المغمورة المعدة لغرض الحفر أو الإنتاج أو التخزين، وكذلك لغرض عمليات الإمداد والإسناد والغوص ووحدات مد الأنابيب أو تلك المتعددة الأغراض، ولا يشمل هذا الوصف سفن النقل التقليدية والناقلات.



D- Disposal of produced water into underground formations, below and isolated from freshwater-bearing strata.

1.32 **Offshore Installations:** A mobile or fixed offshore facility, including all its accessories and ancillary facilities:

A - **Mobile offshore installation:** It is a mobile, floating, submerged or semi-submerged offshore facility set up for the purpose of drilling, production or storage, as well as for the purpose of logistics, support, diving operations, and units for pipe laying or multi-purpose ones . This description does not include traditional transport ships and tankers.

B - **Fixed Offshore Facility:** It is a marine facility whose structure bases are connected to the seabed and cannot be moved without dismantling its main parts or modifying its structure, and it is not connected to the land by any bridge and is constructed for the purpose of drilling, production and processing operations.

1.33 **Classification:** means a statement of the degree of classification of the mobile offshore facility that is subjected to renewal and extension inspections according to its type and activities, issued by an internationally recognized body acceptable to NOC.

1.34 **General Directorate of Inspection & Measurement:** It is the general department responsible for monitoring the movement and approval of the Quantity & Quality of hydrocarbon substances of Libyan origin and oversee all metering systems projects according to the Libyan Measurement Code.

Chapter One Exploration

Article 2

The company must submit the annual exploration program to NOC for its approval, no later than "60" sixty days before the end of each year. The program must include the following:

A-Surface (topographic) maps or marine maps of the area(s) to be surveyed, including aerial, topographic, hydrographic, geophysical, geological, or other types of surveys. The submission must also include the designated survey area numbers, their boundaries, and coordinates.

B- Survey activities expressed in commonly recognized units such as "crew/month" or kilometers of survey lines, or other equivalent units.

ب - المنشأة البحرية الثابتة:

هي المنشأة البحرية التي تتصل قواعد بنيتها بقاع البحر وغير قابلة للنقل دون فك أجزائها الرئيسية أو تعديل بنيتها ولا يصلها بالبابسة أي جسر وتنشأ لغرض أعمال الحفر والإنتاج والمعالجة.

33.1 **التصنيف:** يقصد به بيان درجة تصنيف المنشأة البحرية المتحركة الخاضعة لمعاينات التجديد والتمديد طبقاً لنوعها ونشاطاتها وتصدر من قبل هيئة عالمية معترف بها ومقبولة لدى المؤسسة.

34.1 **الإدارة العامة للتفتيش والقياس:** هي الإدارة العامة المختصة بمراقبة حركة وإعتماد الكميات و الجودة للمواد الهيدروكربونية ذات المنشأ الليبي، وكذلك متابعة جميع مراحل مشاريع منظومات القياس كما هو مبين بدليل القياس الليبي للمواد الهيدروكربونية.

الباب الأول الاستكشاف

مادة 2

على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة، للحصول على موافقتها، البرنامج السنوي للاستكشاف، في موعد لا يتجاوز "60" ستون يوماً قبل انتهاء كل سنة، على أن يتضمن البرنامج ما يلي:

أ- خرائط سطحية (طوبوغرافية) أو خرائط بحرية للمنطقة أو المناطق المراد مسحها كالمسح الجوي والطوبوغرافي والهيدروغرافي والجيوفيزيائي والجيولوجي أو غيرها من أعمال المسح الأخرى، مع بيان أرقام المناطق المخصصة للمسح وحدودها وإحداثياتها.

ب- أعمال المسح معبراً عنها بوحدات متعارف عليها مثل "فرقة/شهر" أو كيلومترات من خطوط المسح أو غيرها من الوحدات المماثلة.

ت- مواقع مسار الخطوط المقترحة للمسح السيزمي أو خطوط المسوحات الأخرى، ونقاط التفجير وثقوب استخراج العينات الجوفية وثقوب الاختبارات الطبقيّة، وغير ذلك.

ث- دراسة تقييم المسح البيئي ومدى تأثير هذا البرنامج على البيئة.

مادة 3

عندما تقترح الشركة القيام ببرنامج استكشاف لم تصدر في خصوصه موافقة سابقة، يتوجب عليها تقديم البرنامج المقترح الجديد إلى المؤسسة لنيل موافقتها بموجب المادة (2) مع تقديم دراسة



C- The locations of the proposed paths of the seismic survey lines or lines of other types of surveys, detonation points, boreholes for subsurface sampling, stratigraphic tests , etc.

D- An environmental survey assessment study evaluating the impact of this Program on the environment.

Article 3

When the company proposes to execute an exploration program that was not previously approved , it must submit the new proposed program and detailed feasibility study to NOC for approval, in accordance with Article (2), the submission must include considerations for environmental protection and natural resource conservation before implementation.

Article 4

The company is obliged to submit two copies of all information and reports obtained as a result of geological, geophysical operations, and studies mentioned in Article (2) of this regulation, along with written and digital interim reports that include its interpretation as soon as it becomes available.

Article 5

A final report must be submitted to NOC, including an interpretation of the information obtained from each survey operation, within (9) nine months from the date of completing the survey work.

Article 6

The company is required to submit two copies of the monthly report to NOC before the 10th (tenth) day of the following month. The report should outline the operations of the exploration programs approved under Article (2), describe the ongoing and completed geological and geophysical survey operations, the exploration drilling process and its results, as well as the preliminary reports, accident reports, specific indicators, and the interpretations for geological or geophysical studies. The report should also include the progress of geophysical data processing, accidents reports, and any other activities conducted within the framework of these Programs.

Article 7

The company is required to submit, before the end of July each year, a report in two copies (one printed and one digital) summarizing the activities conducted within the framework of the exploration Program and the progress made during the first half of the year, in the same manner as stated in Article (6).

Article 8

The company is required to submit, before the end of January each year, a report in two copies (one printed and one digital) summarizing the operations conducted within the framework of

جدوى مفصلة (متضمناً اعتبارات المحافظة على البيئة والموارد الطبيعية قبل الشروع في تنفيذه.

مادة 4

تلتزم الشركة بتقديم نسختين من جميع تقارير المعلومات التي تحصلت عليها نتيجة لكل العمليات الجيولوجية والجيوفيزيائية والدراسات المشار إليها في المادة (2) من هذه اللائحة مع تقارير خطية ونسخة رقمية مرحلية تتضمن تفسيرها لهذه المعلومات حالما تصبح متوفرة.

مادة 5

يجب تقديم تقرير نهائي يتضمن تفسير المعلومات المتحصل عليها نتيجة لكل عملية من عمليات المسح الى المؤسسة وذلك خلال (9) تسعة أشهر من تاريخ إنجاز أعمال المسح.

مادة 6

تلتزم الشركة بتقديم نسختين من التقرير الشهري إلى المؤسسة قبل اليوم العاشر من الشهر التالي يبين عمليات برامج الاستكشاف المعتمدة بموجب المادة (2) ويصف عمليات المسح الجيولوجي والجيوفيزيائي الجارية والمنفذة وعملية حفر آبار الاستكشاف ونتائجها والتقارير الأولية والحوادث والمؤشرات الخاصة والتفسيرات للدراسات الجيولوجية أو الجيوفيزيائية وسير معالجة البيانات الجيوفيزيائية وتقارير الحوادث وأي نشاط آخر يجري ضمن إطار هذه البرامج.

مادة 7

تلتزم الشركة قبل نهاية شهر يوليو من كل سنة بتقديم تقرير من نسختين (ورقية وأخرى رقمية) يلخص الأنشطة التي قامت بها ضمن إطار برنامج الاستكشاف وسير العمل فيها عن النصف الاول من السنة، وذلك بنفس الكيفية الواردة بالمادة (6) .

مادة 8

تلتزم الشركة قبل نهاية شهر يناير من كل سنة بتقديم تقرير من نسختين (ورقية وأخرى رقمية) يلخص العمليات التي تمت ضمن إطار برامج الاستكشاف للشركة المعتمدة بموجب المادة (2) وسير هذه العمليات بالنسبة للسنة المنتهية، وذلك بنفس الكيفية الواردة بالمادة (6).

المادة 9

يجب على المؤسسة والشركة أن تحتفظ داخل ليبيا بالعينات اللبية والصخرية والسجلات الأصلية لكافة العمليات الفنية متضمنة التقارير الجيولوجية والجيوفيزيائية وتقارير الحفر والإنتاج والحقن وغيرها من البيانات والتقارير التي قد تجمع أو يمكن الحصول عليها خلال تنفيذ العمليات النفطية، وفق أحدث التقنيات في الحفظ والتخزين.



the company's exploration Programs approved under Article (2) and the progress of these operations for the completed year, in the same manner outlined in Article (6).

Article 9

NOC and the company must retain, within Libya, the core and rock samples, as well as the original records of all technical operations, including geological and geophysical reports, drilling, production, injection reports, and other data and reports that may be collected or obtained during the execution of oil operations, using to the latest techniques for preservation and storage.

Article 10

NOC must submit quarterly reports on the results of the exploration operations conducted by the oil companies before the end of the first quarter of the following year to the Ministry.

Chapter Two Discovery Evaluation Program

Article 11

If the company makes a discovery, it must begin evaluating it immediately in accordance with the provisions of the agreements and contracts signed, as well as the prevailing practices in the oil industry.

Article 12

The company must submit its proposed discovery evaluation program to NOC, including the following information:

- A- The technical data to be obtained in the evaluation area, along with the programs of the topographic, geological or geophysical surveys.
- B- The locations and depths of the evaluation wells to be drilled.
- C- The reservoir(s) data to be obtained, including the fluids contact levels with each other and with gas, as well as the thickness of the containing layers.
- D- A description of the production tests program to be conducted for the purpose of determining production methods and rates, as well as the treatment processes, and identifying the properties of the fluids and gas produced at the separation unit and storage unit.
- E- The methods to be used for estimating the Original in Place and the Reserves.
- F- The economic evaluation methods to be adopted to assess the economic feasibility of the reservoir development.

المادة 10

على المؤسسة إحالة تقارير ربع سنوية بنتائج عمليات الاستكشاف المنفذه من قبل الشركات النفطية قبل نهاية الربع الاول من السنة التالية إلى الوزارة.

الباب الثاني برنامج تقييم الاكتشاف

مادة 11

إذا حققت الشركة اكتشافاً ما، فعليها أن تبدأ في تقييمه مباشرة وفق أحكام الاتفاقيات والعقود المبرمة والأسس السائدة في الصناعة النفطية.

مادة 12

- أ- يجب أن تقدم الشركة إلى المؤسسة برنامجها المقترح لتقييم الاكتشاف متضمناً المعلومات التالية:
 - 1- البيانات الفنية المزمع الحصول عليها في منطقة التقييم، وبرامج المسوحات الطبوغرافية أو الجيولوجية أو الجيوفيزيائية.
 - 2- مواقع وأعماق آبار التقييم المزمع حفرها.
 - 3- بيانات المكامن/المكامن المزمع الحصول عليها، ومستويات تماس المواقع مع بعضها ومع الغاز وسمك الطبقات الحاوية
 - 4- وصف لبرنامج اختبارات الإنتاج المزمع إجرائها لغرض تحديد طرق الإنتاج ومعدلاته ومعاملاته وتحديد خصائص المواقع والغاز المنتج بوحدة الفصل ووحدة التخزين.
 - 5- الطرق المزمع استخدامها لتقدير المخزون الأصلي و الاحتياطي
 - 6- طرق التقييم الاقتصادية المزمع اتخاذها لمعرفة الجدوى الاقتصادية لتطوير المكامن.

مادة 13

يجب أن تقدم الشركة إلى المؤسسة كافة البيانات الأساسية التي تحصلت عليها في سياق برنامج التقييم مع التقارير الخطية المرحلية التي تتضمن تفسيرها لهذه البيانات حالما تصبح متوفرة.

مادة 14

يجب أن تقدم الشركة إلى المؤسسة تقريراً نهائياً يتضمن تفسيراً للبيانات المشار إليها في المادة (12) وذلك خلال (6) ستة أشهر كحد أقصى بعد الانتهاء من جمع هذه البيانات.

المادة 15

على المؤسسة إحالة تقرير ربع سنوي متضمناً نماذج برامج تقييم الاكتشافات المنجزة مرفقة بالنتائج النهائية إلى الوزارة.



Article 13

The company must submit to NOC all the essential data obtained in the context of the evaluation program, along with written interim reports that include its interpretation of this data as soon as it becomes available.

Article 14

The company must submit a final report to NOC includes interpretations of the data referred to in Article (12), within a maximum of six (6) months after completing the data collection.

Article 15

NOC must submit to the Ministry a quarterly report that includes models of the completed discovery evaluation programs, along with the final results.

Chapter Three

Discovery Development Program

Article 16

If it is determined that the discovery is commercial, the operating company must submit a development program to NOC for approval. The development program should generally include a brief summary of the discovery, indicating its location, the date of discovery, the composition of the produced fluids, their characteristics, the daily flow rate, and the preliminary reserve estimate.

The development program must also include detailed and clear information, particularly covering the following:

- 1- Accurate data related to the discovery, including but not limited to the reservoir depth, topographic, geological and geophysical information, reservoir rock analyses, thickness of the productive layers, petrophysical properties of the reservoir rocks, pressure and temperature data, as well as the natural and chemical properties of the reservoir's fluids.
- 2- Estimates of the original resources, the methods used for their estimation, the quantity of recoverable reserves, and the proposed techniques and methods for their depletion.
- 3- The preliminary estimate of the number of wells required for development, including their locations, spacing and classification as production, injection, monitoring or other wells.
- 4- Drilling and Completion program.
- 5- The number of the Gathering and Production Centers in the field, and their locations.
- 6- The capacity and size of the surface production facilities required for the production, separation, and processing of oil, condensates, gas, liquefied petroleum gas (LPG), and water, as

الباب الثالث برنامج تطوير الاكتشاف

مادة 16

إذا ما تبين أن الاكتشاف تجارياً، تقوم الشركة المشغلة بتقديم برنامج التطوير إلى المؤسسة بغرض الحصول على موافقتها، ويجب أن يتضمن برنامج التطوير بوجه عام نبذة مختصرة عن الاكتشاف تبين موقعه وتاريخ اكتشافه ومكونات الموائع المتدفقة منه وخصائصها ومعدل التدفق اليومي والتقدير المبدئي للمخزون. كما يجب أن يتضمن برنامج التطوير معلومات مفصلة وواضحة تشمل على وجه الخصوص ما يلي:-

- 1- البيانات الدقيقة ذات العلاقة بالاكتشاف، وتشمل دون حصر: عمق المكنن والمعلومات الطبوغرافية والجيولوجية والجيوفيزيائية والفحوصات الصخرية للمكنن وسمك الطبقات المنتجة والخصائص البتروفيزيائية لصخور المكنن وبيانات الضغط ودرجة الحرارة وخصائص المنتج من المكنن الطبيعية والكيميائية.
- 2- تقديرات المخزون الأصلي والطرق التي اتبعت في تقديره، وكمية الإحتياطي، والأساليب والطرق المقترحة لاستنفاده.
- 3- التقدير المبدئي لعدد الآبار التي يتطلبها التطوير ومواقعها وتباعدتها وتصنيفها كآبار إنتاج أو حقن أو مراقبة أو غيرها.
- 4- برنامج حفر واستكمال الآبار
- 5- عدد مراكز التجميع والإنتاج بالحقل ومواقعها.
- 6- حجم وسعة معدات الإنتاج السطحية اللازمة لإنتاج وفصل ومعالجة النفط والمكثفات والغاز وغاز البترول المسال والماء ومعدات الحقن وضواغط الغاز وتوليد الطاقة وصهاريج الإنتاج وخطوط الأنابيب والمرافق الأخرى المساندة ومواصفاتها الفنية العامة.
- 7- المعدل الكفوء الأقصى المتوقع لإنتاجية كل مكنن.
- 8- طرق قياس كميات إنتاج المواد الهيدروكربونية بالحقل.
- 9- الإنتاج اليومي للحقل من الغاز المصاحب أو الحر معبرا عنه بوحدات القدم المكعب عند الظروف القياسية وطرق استغلال الغاز المصاحب والغاز الحر.
- 10- الإنتاج اليومي للحقل من المكثفات وغاز البترول المسال معبرا عنه بالبراميل عند الظروف القياسية.
- 11- الإنتاج اليومي للحقل من النفط معبرا عنه بالبراميل عند الظروف القياسية
- 12- وسائل نقل النفط والغاز وقدرتها الاستيعابية.
- 13- التكاليف الإستثمارية والتشغيلية المتوقعة ودراسة الجدوى الاقتصادية لتطوير وإنتاج الحقل.
- 14- القوى العاملة اللازمة لتشغيل الحقل.
- 15- خطط تفادي ومكافحة الأخطار المحتملة على الأفراد والممتلكات والبيئة أثناء تطوير وإنتاج الحقل وتقييم تلك الخطط دورياً.
- 16- تكلفة هجر الآبار ومنشآت الحفر والإنتاج وشبكات خطوط الأنابيب.



- well as injection equipment, gas compressors, power generation units, production tanks, pipelines, and other supporting facilities, along with their general technical specifications.
- 7- The expected maximum efficient production rate for each reservoir.
 - 8- Methods of measuring the quantities of hydrocarbon production in the field.
 - 9- The daily production of the associated or free gas from the field, expressed in standard cubic feet along with the methods for utilizing associated gas and free gas.
 - 10- The daily production of condensates and liquefied petroleum gas (LPG) from the field, expressed in barrels under standard conditions.
 - 11- The daily production of oil from the field, expressed in barrels under standard conditions.
 - 12- Transportation methods for oil and gas and their capacity.
 - 13- The expected investment and operating costs, along with the economic feasibility study for the development and production of the field.
 - 14- The workforce required to operate the field.
 - 15- Plans to prevent and combat potential hazards to individuals, property and the environment during the development and production of the field, along with periodic evaluation of those plans.
 - 16- The cost of abandoning wells, drilling and production facilities, and pipeline networks.
 - 17- The proposed optimal method for treating impurities, salts and produced water, along with the disposal methods.
 - 18- A copy of the process flow diagrams (PFDs).
 - 19- Two copies of the final execution construction maps for the production facilities and infrastructure, to be submitted within one year from the start of operations.
 - 20- Operating companies must adequately qualify contractors for the engineering designs or for executing the development projects. Contractors should be qualified from the technical, financial and legal aspects before being invited to tender. It is essential to have a sufficient number of qualified contractors and to consult NOC with valid justifications to obtain any necessary exceptions on this regard that are required due to , specific nature of the work and the market conditions.
 - 21- Operating companies must prepare complete basic (Basic) and detailed FEED (Front-End Engineering Design) designs for major development projects before commencing project execution and maintenance projects. This ensures the accuracy and comprehensiveness of the contractor's scope of work for the execution phase that follows the designs, helps determine budgets accurately, and avoids change orders and budget overruns during the execution phase.
 - 22- The company is obligated to obtain prior approval if early field production is needed using early production equipment, with the purpose of determining and understanding the behavior and production capacity of the reservoir and the produced

- 17- الطريقة المثلى المقترحة لمعالجة الشوائب والأملاح والمياه المنتجة وطرق التخلص منها.
- 18- نسخة من مخططات عملية المعالجة (process flow diagrams)
- 19- نسختان لخرائط الإنشاء النهائية التنفيذية لتسهيلات ومرافق الإنتاج خلال سنة من بداية التشغيل.
- 20- على الشركات المشغلة تأهيل المقاولين بصورة جيدة لغرض إعداد التصميمات أو لغرض تنفيذ مشاريع التطوير، بحيث يتم تأهيل المقاولين من النواحي الفنية والمالية والقانونية قبل دعوتهم للمناقشات وضرورة الحصول على العدد الكافي من المقاولين المؤهلين والرجوع للمؤسسة بالمربرات الكافية للحصول على أي إستثناءات بالخصوص تتطلبها طبيعة العمل ووضع السوق.
- 21- على الشركات المشغلة إعداد التصميمات الأساسية (Basic) والمتقدمة FEED في حالة مشاريع التطوير الكبرى بصورة كاملة قبل الشروع في تنفيذ مشاريع التطوير ومشاريع الصيانة للتأكد من دقة وشمولية مجال عمل مقاول مرحلة التنفيذ التي تلي التصميمات ولتحديد الميزانيات بشكل جيد ولتفادي أواخر تغيير العمل وتفاقم الميزانيات أثناء مرحلة التنفيذ .
- 22- تلتزم الشركة بالحصول على الموافقة المسبقة في حالة الحاجة للإنتاج المبكر للحقل باستخدام معدات الإنتاج المبكر لغرض تحديد وفهم سلوك والطاقة الإنتاجية للمكمن والموائع المنتجة، والحصول على المعلومات الفنية اللازمة لوضع البرنامج التطويري الأمثل فنياً وإقتصادياً لتطوير الحقل . وفي كل الأحوال تكون الفترة الزمنية للإنتاج المبكر محددة لاتتجاوز ثلاث سنوات، مع الأخذ في الاعتبار عدم تجاوز الكميات المسموح بها لحرق الغاز خلال هذه الفترة، وعلى أن تلتزم الشركة بالشروع مباشرة في تصميم المعدات السطحية الدائمة استناداً إلى النتائج المتحصل عليها خلال مرحلة الإنتاج المبكر.

مادة 17

يجب على الشركة أن تشرع في عملية تطوير أي اكتشاف تجاري نفطي أو غازي خلال مدة لا تتجاوز سنة واحدة من تاريخ اعتماد برنامج التطوير من المؤسسة، أو المدة المنصوص عليها بالاتفاقيات المبرمة حسب الأحوال. مع ضرورة الحصول على موافقة المؤسسة في حالة توقع أي تأخير.

تلتزم المؤسسة بإحالة التقارير التالية الى الوزارة :

1. التقرير الربع سنوي للمشاريع
2. تقارير مفصلة حول خطة تطوير الحقول (الخطة الخمسية للمؤسسة)
3. عروض الاجتماعات الفنية الدورية للشركات



fluids, as well as obtaining the necessary technical information to establish the optimal development program for the field. In all cases, the duration of early production should not exceed three years, with consideration given to ensuring that the allowed quantities for gas flaring during this period are not exceeded. The company must also immediately proceed with designing the permanent surface equipment based on the results obtained during the early production phase.

Article 17

The company must start the development process of any commercial oil or gas discovery within a period not exceeding one year from the date the development program is approved by NOC, or the period specified in the agreements, as applicable. Approval from NOC is required if any delays are anticipated. NOC is committed to submitting the following reports to the Ministry:

1. The quarterly report on projects.
2. Detailed reports on the field's development plan (NOC five-year plan).
3. Presentations of the companies' periodic technical meetings.

Offshore Discovery Development Program

Article 18

Offshore facilities must be designed by specialized bodies approved by NOC, using the latest technologies to withstand the harshest environmental conditions and operating loads throughout the life of the facility. A complete copy of the marine facility designs must be submitted to NOC before starting construction.

The design of the equipment and surface facilities must comply with the approved development plan, and no deviation from it should occur unless with prior approval from NOC. When preparing the development plans for offshore fields, it is necessary to ensure the recovery of the maximum estimated reserve based on economic studies, to avoid leaving significant reserves under the pretext of reducing development costs.

The Company is committed to designing the offshore facilities according to the approved development plan to achieve the maximum efficient rate for reservoir production, ensuring that it does not harm productivity and reserves, as determined through the relevant reservoir engineering studies.

Article 19

In addition to the provisions of Article (16) regarding the development program for the discovery, the company must provide complete information about the offshore units and facilities, including the equipment, machinery, and devices they

برنامج تطوير الاكتشاف البحري

مادة 18

يجب تصميم المنشآت البحرية من قبل هيئات متخصصة تعتمدها المؤسسة، وذلك حسب أحدث التقنيات بحيث تتحمل أقصى الظروف البيئية وظروف التشغيل والتحميل خلال عمر المنشأة. وتقدم نسخة متكاملة من تصاميم المنشآت البحرية إلى المؤسسة قبل البدء في الإنشاء.

كما يجب الالتزام عند تصميم المعدات والتسهيلات السطحية مطابقتها للمخطط التطويري المعتمد ولا يتم الحيود عنه إلا بموافقة مسبقة من قبل المؤسسة. وعند إعداد مخططات تطوير الحقول البحرية يجب ضمان استرداد أقصى احتياطي مقدر بالدراسات الاقتصادية لضمان عدم ترك احتياطيات معتبرة بحجة تقليل تكلفة التطوير.

وتلتزم الشركة بتصميم المنشآت البحرية وفق مخطط التطوير المعتمد في تحقيق المعدل الأقصى الكفؤ لإنتاج المكنم، والذي لا يسبب ضرراً للإنتاجية والاحتياطي، ووفق ما يتم تحديده من خلال الدراسات الهندسية المكنمية ذات العلاقة.

مادة 19

بالإضافة إلى ما تضمنته أحكام المادة (16) بشأن برنامج تطوير الاكتشاف، يجب على الشركة تقديم معلومات كاملة عن الوحدات والمنشآت البحرية وما تحملها من معدات وآلات وتجهيزات ووظيفة كل منها، وذلك عندما تعتمد الشركة القيام بتطوير أي اكتشاف بحري، وعليها على الأخص تقديم المعلومات الآتية إلى المؤسسة:-

- 1- تحديد منطقة التطوير.
- 2- موقع أو مواقع المنشآت البحرية الثابتة التي يتم منها الحفر والإنتاج.
- 3- إجمالي عدد الآبار المراد حفرها من كل منصة وتصنيف كل بئر وطريقة إكمالها.
- 4- نسخ من شهادات التأمين وشهادات صلاحية المنشأة البحرية وشهادات صلاحية كل ما تحملها المنشأة من معدات وآلات وتجهيزات على أن تكون صادرة عن هيئات عالمية معتمدة لدى المؤسسة.
- 5- شهادات التسجيل والتصنيف والتأمين لكل منشأة بحرية متحركة صادرة عن هيئات عالمية معتمدة لدى المؤسسة.
- 6- برامج الأمن والسلامة وحماية الأفراد والممتلكات.
- 7- المعدات والتجهيزات الخاصة بالإقناذ والطوارئ وطرق الإجلاء في حالات الحوادث والكوارث والطوارئ.
- 8- برنامج حماية البيئة البحرية وأساليب معالجة التلوث ومحو آثارها.
- 9- طرق التخلص الآمن من سوائل الحفر وطرق معالجتها والتخلص من المواد الكيميائية والنفايات وفتات الحفر الصخرية.
- 10- طرق التخلص من النفط والغاز المصاحب والحر أثناء الاختبارات وفي حالات الطوارئ.



carry, and the function of each. This must be done when the company intends to develop any offshore discovery. The company is specifically required to provide the following information to NOC :

- 1- Defining the development area.
- 2- The location of sites of the fixed offshore installations from which drilling and production take place.
- 3- The total number of wells to be drilled from each platform, along with the classification of each well and its completion method.
- 4- Copies of insurance certificates, offshore facility certification, and certification of suitability of all equipment, machinery and installation carried out by the facility, issued by international recognized bodies approved by NOC.
- 5- Registration, classification and insurance certificates for each mobile offshore facility issued by internationally recognized bodies approved by NOC.
- 6- Security, safety and protection programs for personnel and property.
- 7- Rescue and emergency Equipment, as well as evacuation procedures in cases of accidents, disasters and emergencies.
- 8- Marine environment protection program, pollution treatment methods, and impact mitigation.
- 9- Safe disposal methods for drilling fluids, chemical waste, and cuttings, as well as their treatment and disposal methods.
- 10- Methods for disposing of oil, associated gas, and free gas during testing and in emergencies.
- 11- Transportation, communication and supply systems.
- 12- Name of the person responsible for managing the offshore operations site and the coordinator responsible with the relevant government authorities in maritime activities.
- 13- A copy of the operating manual and a copy of the maintenance and periodic inspection manual for offshore facilities.
- 14- One copy of the final as-built construction documentation of the fixed (and permanently floating) offshore facility, including the technical specifications of the installed surface and submerged facilities, to be submitted within one year from the start of operation.

Article 20

The operating company shall bear full responsibility for any consequences arising from the withdrawal, cancellation, expiration or non-renewal of the validity or insurance certificates of any fixed offshore facility, including all equipment, machinery, and installations it carries or contains. The company shall also be solely responsible for obtaining all relevant certificates from internationally recognized bodies approved by NOC. Furthermore, the company shall be responsible for obtaining the necessary permits from the relevant authorities in the State of Libya. If the company encounters difficulties in acquiring these permits directly, it may seek assistance from NOC.

- 11- وسائل النقل والمواصلات والاتصالات والإمداد.
- 12- اسم المسئول عن إدارة موقع العمليات البحرية والمسئول عن التنسيق مع الجهات الحكومية ذات الاختصاص في النشاط البحري.
- 13- نسخة من دليل التشغيل ونسخة من دليل الصيانة والمعاينات الدورية للمنشآت البحرية.
- 14- نسخة لوثائق الإنشاء النهائية المنفذة للمنشأة البحرية الثابتة (والعائمة الدائمة) متضمنة المواصفات الفنية للتسهيلات السطحية والمغمورة التي تم تركيبها وذلك خلال سنة من بداية التشغيل.

مادة 20

تتحمل الشركة المشغلة كافة المسؤوليات الناتجة عن سحب أو إلغاء أو انتهاء صلاحية أو عدم تجديد شهادات الصلاحية والتأمين لأية منشأة بحرية ثابتة، وما تحمله أو تحويه من معدات وآليات وتجهيزات، كما تكون الشركة مسؤولة دون غيرها عن استصدار جميع الشهادات ذات العلاقة من هيئات عالمية تعتمدها المؤسسة. وتكون الشركة مسؤولة عن استصدار التصاريح ذات العلاقة من السلطات المعنية بالدولة الليبية، ولها الاستعانة بالمؤسسة عندما يتعذر عليها الحصول على تلك التصاريح مباشرة.

مادة 21

لا يجوز لأي شركة تشغيل أي منشأة متنقلة بالمناطق البحرية يزيد عمرها على 15 سنة ميلادية من تاريخ صدور أول شهادة تصنيف لها، وللمؤسسة أن تمد هذا العمر 5 سنوات اضافية، وذلك بعد إجراء الفحوصات الدقيقة عليها من طرف هيئة متخصصة كطرف ثالث تختاره المؤسسة بعد تنفيذ مالك المنشأة لجميع توصيات الهيئة لتحديث وإصلاح المنشأة وجميع معداتها على حسابه، وذلك لضمان سلامة التشغيل وكفاءة الأداء.

مادة 22

لا يجوز لأي منشأة بحرية متنقلة العمل بالمياه الليبية قبل أن تصدر لها موافقة كتابية من المؤسسة، وذلك بعد إجراء جميع الفحوصات والمعاينات للمنشأة والاطلاع على سجلاتها التشغيلية عن طريق هيئة متخصصة كطرف ثالث معتمد لدى المؤسسة، على ألا يترتب على تلك الموافقة تحمل المؤسسة لأية مسئولية عن ممارسة نشاط المنشأة بالمياه الليبية.

الحفر و صيانة الآبار

مادة 23

يجب تقديم طلب إلى المؤسسة للحصول على ترخيص لحفر أو ترميم أي بئر قبل موعد بدء النشاط المتوقع بشهر على الأقل، وذلك وفق الملحق (2 - أ) أو الملحق (2 - ب) المرفقة بهذه اللائحة بحسب الأحوال.



Article 21

No company is permitted to operate any mobile facility in offshore areas if it is more than 15 calendar years old from the date of issuance of its first classification certificate. However, NOC may extend this lifespan by an additional 5 years, provided that the facility undergoes thorough inspections by a specialized third-party entity selected by the institution. This extension is contingent upon the facility owner fully implementing all recommendations made by the inspection entity to upgrade and repair the facility and all its equipment at their own expense, ensuring operational safety and performance efficiency.

Article 22

No mobile offshore facility may operate in Libyan water without obtaining prior written approval from NOC. This approval is granted only after the facility undergoes all necessary examinations and inspections, and its operational records are reviewed by a specialized third-party entity accredited by NOC. However, such approval does not imply that NOC assumes any responsibility for the facility's activities in Libyan waters.

Drilling and Well Workover / Repair

Article 23

An application must be submitted to NOC to obtain a license for drilling or repairing any well at least one month before the anticipated start date of the activity. This application must be submitted in accordance with Annex (2 - A) or Annex (2 - B) attached to this regulation, as applicable.

Article 24

Approval from NOC must be obtained before changing the depth of any well or re-drilling it. This requirement does not apply to emergency situations, which will be dealt with on a case-by-case basis in agreement with NOC.

Article 25

No well may be drilled at a point located within:

A- 50 meters of a pipeline.

B- 100 meters of a workshop wall, a tank farm, or any other industrial facility.

C- 150 meters of a residential dwelling, a place of worship, a historical building, or a cemetery.

The company, when identifying the reservoir layer in the contract area, shall establish a system for the spacing between the wells to be drilled for the development of the expected reserves, based on specific reservoir engineering studies. This system must be submitted for approval by NOC. This system may only be modified

مادة 24

يجب الحصول على موافقة المؤسسة لتغيير عمق أي بئر أو إعادة حفره وذلك قبل البدء في تنفيذ العمل المقترح. وتستثنى من ذلك الحالات الطارئة التي يتم الاتفاق بشأنها مع المؤسسة حالة بحالة.

مادة 25

لا يجوز حفر أي بئر في نقطة تقع ضمن :-
أ- 50 متراً من خط أنابيب.

ب- 100 متراً من حائط ورشة أو من حظيرة صهاريج أو من منشأة صناعية أخرى.

ت- 150 متراً من مسكن مأهول أو أحد أماكن العبادة أو مبنى أثري أو مقبرة.

كما تقوم الشركة عند تحديد الطبقة الحاوية في منطقة العقد بوضع نظام للمسافات بين الآبار المزمع حفرها لتطوير الإحتياجات المتوقعة وفق الدراسات المكمية الهندسية بالخصوص وتقديمه للاعتماد من طرف المؤسسة، ولا يجوز تعديل هذا النظام إلا إذا توفرت أسباب فنية جوهريّة مدعمة بالدراسات المكمية الهندسية للحصول على موافقة المؤسسة.

مادة 26

في حالة وجود حقل مكتشف بقطعة استكشافية مجاورة لقطعة أخرى، يراعى أن تكون المسافة بين البئر وحدود منطقة العقد مساوية مرة ونصف على الأقل للمسافة بين الآبار طبقاً لنظام المسافات المشار إليه في المادة السابقة فإذا لم تكن هذه المسافات قد حددت بعد تكون المسافة (600) متراً من خطوط الحدود.

مادة 27

في حالة هجر أي بئر لأسباب فنية وبعد موافقة المؤسسة على هذا الهجر يجوز للشركة عندئذ أن تحفر بئراً جديدة بنفس منطقة البئر يتم تحديد موقعها بموافقة المؤسسة ودون الحاجة للحصول على إذن جديد بالحفر.

مادة 28

يجب على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة نسخاً من تسجيلات سرود البئر واختبارات إنتاجية الطبقة الحاوية أو قابلية حقنها وكافة الاختبارات الأخرى المنفذة أثناء أعمال حفر البئر أو ترميمها أو إنجازها.

مادة 29

تلتزم الشركة بالاحتفاظ بسجل يومي في موقع البئر يبين نشاط العمليات أثناء حفر أو ترميم أو إنجاز البئر أو هجرها، وعليها أن تقدم نسخة من هذا السجل إلى المؤسسة عند الطلب.

مادة 30

يجب على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة بالبريد الإلكتروني أو عبر نماذج محددة ومعتمدة من قبل المؤسسة وخلال اليوم التالي، تقريراً



if there are substantial technical reasons supported by reservoir engineering studies, in order to obtain NOC approval.

Article 26

In the case of a discovered field in an exploration block adjacent to another block, the distance between the well and the contract area boundary must be at least one and a half times the spacing system mentioned in the previous article. If these distances have not yet been determined, they should be set at 600 meters.

Article 27

In the case of abandoning any well for technical reasons, and after obtaining NOC approval for the abandonment, the company may then drill a new well in the same area as the abandoned well. The location of the new well must be determined with NOC approval, and there will be no need to obtain a new drilling permit.

Article 28

The company must provide NOC with copies of the well's logs, reservoir production tests or injectivity tests, and all other tests conducted during the well drilling, repair, or completion activities.

Article 29

The company is required to maintain a daily log at the well site, detailing the activities conducted during the drilling, repair, completion or abandonment of the well. A copy of this log must be provided to NOC upon request.

Article 30

The company must submit to NOC via e-mail or through specific forms approved by NOC, a daily report on the progress of drilling, completion, workovers, testing or abandonment operations for any well, no later than the following day.

Article 31

The company must submit to NOC, via email, a daily report for each well under drilling, by the following day. The report must include the geological characteristics of the drilled formation, a description of the layers drilled, a summary of the cuttings descriptions, well tests, and other relevant geological data.

Article 32

The company must submit a monthly report to NOC, no later than the 10th day of the following month, summarizing the activities and progress in the company's drilling program.

Article 33

The company is obligated to follow the proper technical methods for cutting core samples from the well, preserving them, and recording their types in a detailed and accurate manner. These samples must be submitted to NOC within 45 days of completing

عن سير العمل اليومي لعمليات الحفر أو استكمال أو الصيانة أو الاختبار أو الهجر لأي بئر.

مادة 31

يجب على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة عن كل بئر تحت الحفر وخلال اليوم التالي بالبريد الإلكتروني ، تقريراً يومياً عن الخصائص الجيولوجية للتكوين الصخري المحفور بما في ذلك وصفاً لمحتوى الطبقات المحفورة، وملخصاً لأوصاف فتات الحفر واختبارات البئر وغيرها من البيانات الجيولوجية ذات الأهمية.

مادة 32

يجب على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة تقريراً عن كل شهر، وقبل اليوم العاشر من الشهر التالي يلخص الأنشطة وسير العمل في برنامج الحفر الخاص بالشركة.

مادة 33

تلتزم الشركة بإتباع الأساليب الفنية السليمة في قطع العينات اللبية من البئر وحفظها وتدوين أصنافها بشكل تفصيلي ودقيق وأن تُسلمها إلى المؤسسة خلال 45 يوماً من تاريخ الانتهاء من عمليات الحفر. ويجوز للشركة أن تحتفظ بعينات مماثلة.

مادة 34

يجب على الشركة أن تجمع عينات مؤلفة من مقتطعات الحفر على أعماق تتباعد بمقدار 3 أمتار، أو حسب ما تحدده المؤسسة، وأن تقدم إليها خلال 45 يوماً من تاريخ إنجاز البئر مجموعة واحدة متكاملة من هذه العينات محفوظة في أكياس مكتوب عليها اسم ورقم البئر والعمق الذي أخذت عنده العينات.

مادة 35

تلتزم الشركة بتقديم التقرير النهائي لحفر أي بئر إلى المؤسسة حسب الأصول السائدة المتبعة عادة في صناعة النفط والغاز، بعمليات الحفر التي أنجزت و أن يتضمن التقرير المستلم من الشركة المعلومات الآتية: -

- أ- المعلومات الجيولوجية المتكاملة متضمنة وصف الطبقات الصخرية المحفورة وما تحويه من موائع وغازات.
- ب- سرود البئر المنفذة في إعدادها النهائي.
- ج- نسخة من السرد النهائي حاوياً لكل المعلومات التي عادة ما يحملها هذا النوع من السرد.
- د- التقارير النهائية لجميع اختبارات التدفق للبئر.
- هـ- التقرير النهائي لإكمال البئر حسب تصنيفه متضمناً أنابيب التغليف ومواسير الإنتاج.
- و- التقرير المالي لتكلفة حفر البئر.

مادة 36

تلتزم المؤسسة بتقديم تقرير ربع سنوي عن نشاط الحفر الي الوزارة.



the drilling operations. The company may retain similar samples for its own records.

Article 34

The company must collect samples consisting of cuttings at depths spaced 3 meters apart, or as otherwise specified by NOC. The company must submit a complete set of these samples to NOC within 45 days of completing the well. These samples must be preserved in bags labeled with the well's name, number, and the depth at which the samples were taken.

Article 35

The company is required to submit the final report for the drilling of any well to NOC, following the standard procedures commonly applied in the oil and gas industry. The report submitted by the company must include the following information:

- A- Comprehensive geological information, including a description of the drilled formation and the fluids and gases contained within them.
- B- The well logs are finalized in their final form.
- C- A copy of the final log containing all the information typically included in this type of log.
- D- Final reports for all well flow tests.
- E- The final completion report for the well according to its classification, including casing and production tubing.
- F- The financial report detailing the cost of drilling the well.

Article 36

NOC is required to submit a quarterly report on drilling activities to the Ministry.

Safety Precautions During Drilling

Article 37

Each company must prepare and submit to NOC a comprehensive safety and industrial security program for its operations, both onshore and offshore. The company is responsible for developing this program and must ensure its proper implementation. It is held accountable for any negligence in applying or executing it. Specifically, the company must adhere to the following rules:

- A- The equipment used in drilling must be of the type approved for use in hazardous areas and classified according to international regulations and standards in the oil and gas industry. Additionally, the exhaust pipes for internal combustion engines located on the drilling rig and within a 25 meters radius of the well must be equipped with spark arrestors (non-sparking tools), and these engines should be placed at a safe distance from the well.
- B- Drilling rig engines powered by diesel fuel and located within 25 meters of the well must be equipped with shutoff valves or

احتياطات السلامة أثناء الحفر

مادة 37

على كل شركة أن تُعِد وتقدم إلى المؤسسة برنامجاً متكاملًا للسلامة والأمن الصناعي بمواقع عملياتها برًا وبحراً وأن تلتزم بتطويره وتحمل مسؤولية أي إهمال في تطبيقه أو تنفيذه، وعليها بالأخص التقيد بالقواعد الآتية:-

- أ- أن تكون المعدات المستعملة في الحفر من النوع المعتمد للاستعمال بالأماكن الخطرة والمصنفة حسب اللوائح الدولية والمعايير المستعملة بصناعة النفط والغاز وأن تزود أنابيب العادم لمحرك الاحتراق الداخلي الموجودة على برج الحفر والواقعة ضمن مسافة 25 متراً من البئر بأدوات كبح للشرارة بالإضافة إلى وضعها ضمن مسافة آمنة من البئر.
- ب- تزويد محركات برج الحفر العاملة بوقود الديزل والواقعة ضمن مسافة 25 متراً من البئر بمغالق أو بتجهيزات مماثلة في مداخل الهواء ويجب اختبارها مرة كل أسبوع للتأكد من كفاءتها.
- ت- يمنع التدخين أو استعمال أي لهب مكشوف في مواقع الحفر والإنتاج وحضيرة الخزانات إلا في الأوقات والأماكن المخصصة لذلك.
- ث- يطبق مبدأ تصاريح العمل على منصة الحفر ومواقع الإنتاج ولا يسمح بالقيام بالأعمال الساخنة أو استعمال المعدات والآلات التي تصدر عنها شرارة على برج الحفر والإنتاج إلا بعد توفير متطلبات السلامة طبقاً لتصنيف الأماكن الخطرة.
- ج- أن تقدم إلى المؤسسة كل شهر وقبل العاشر من الشهر التالي تقريراً يلخص الأنشطة في مجال السلامة والحوادث والمؤشرات بالشركة.
- ح- أخذ جميع الاحتياطات اللازمة لعدم سقوط الأفراد أو المواد أو العدد اليدوية واستخدام الحواجز المناسبة والعلامات والأضواء التحذيرية وذلك للتقليل من الأخطار.
- خ- عدم تجاهل الأخطار الصحية في أعمال الحفر، التي يُحتمل حدوثها أو وقوعها نتيجة استعمال المواد الكيميائية في عمليات الخلط لسوائل الحفر.
- د- اتخاذ جميع الاحتياطات حسب الأصول المتبعة في صناعة النفط والغاز للوقاية من أخطار الغازات السامة أو القابلة للاشتعال أو نقص الأكسجين أو وجود مواد سامة أو مهيبة.
- ذ- أن تكون لجهاز الحفر سلالمة رأسية أو سلالمة درجية أو ممرات للنزول والصعود من وإلى جهاز الحفر وخاصة للطوارئ.
- ر- أخذ الاحتياطات اللازمة لمنع الاصطدام بالخطوط الكهربائية المعلقة ذات الضغط العالي في الحفر أو بالخطوط المارة تحت الأرض.
- ز- تجهيز الحفارة بكافة الاشتراطات الخاصة بالصحة وبما يضمن تقديم الإسعافات الأولية للعاملين بها.
- س- العمل على إعداد خطة طوارئ عامة لموقع الحفارة تشمل طريقة الإخلاء والتدريب عليها.
- ش- الالتزام بالسياسات العامة المتعلقة بالصحة والسلامة والبيئة.



similar devices at air intake. These devices must be tested weekly to ensure their effectiveness.

- C- Smoking or the use of any open flames shall be prohibited at drilling and production & Tank farm sites except at the times and places designated for that purpose.
- D- The principle of work permits shall be applied to the drilling platform and production sites. Hot work or the use of equipment and machines that emit sparks on the drilling and production rig shall not be permitted unless safety requirements are provided in accordance with the classification of hazardous locations.
- E- A monthly report summarizing health, environment, safety activities, accidents, and indicators shall be submitted to NOC before the 10th of the following month.
- F- Take all necessary precautions to prevent the falling of persons individuals, materials or hand tools and use appropriate barriers, signs and warning lights to minimize risks.
- G- Do not neglect the health hazards in drilling operations that may arise as from the use of chemicals in the mixing of drilling fluids.
- H- Take all precautions as per industry standards to protect against the dangers of toxic, flammable gases. Oxygen deficiency, or the presence of toxic or irritating substances.
- I- The drilling rig should be equipped with vertical or step ladders or passageways for descent and ascent to and from the rig, especially for emergencies.
- J- Take necessary precautions to avoid collision with high-voltage power lines or underground lines during drilling operations.
- K- Equip the drilling rig with all necessary health-related requirements, ensuring the first aid provisions for the workers.
- L- Prepare a general emergency evacuation plan for the drilling site, including procedures for evacuation and conducting training drills.
- M- Adhere to the general policies related to health, safety and the environment.

Article 38

The company must follow the proper procedures in carrying out drilling operations, selecting casing pipes, and providing blowout prevention devices to ensure the prevention and control of any incidents and to safeguard the well's contents of oil, gas and water.

Article 39

The company must ensure, at a minimum, the following during well drilling or workover operations:

- A. The well is under control.
- B. A blowout prevention system capable of stopping any flow from the well is installed.
- C. A bleed-off line is in place to relieve and suppress well pressure.
- D. A valve manifold is available to regulate flow on

مادة 38

على الشركة أن تتبع الطرق السليمة في تنفيذ عمليات الحفر وفي اختيار أنابيب التغليف، وتوفير أجهزة منع الانفجارات، وذلك لضمان منع أي حوادث والسيطرة عليها وللمحافظة على محتويات البئر من النفط والغاز والماء.

مادة 39

- أ- على الشركة أن تتحقق من الآتي، كحد أدنى أثناء عمليات حفر أو صيانة الآبار:
 - ب- أن البئر تحت السيطرة.
 - ج- وجود خط نزع لتنفيس ضغط البئر وإخاماده.
 - د- توفر مجمع صمامات لضبط التدفق على خط النزع.
 - هـ- وجود جهاز لفصل الغاز عن سائل الحفر.
 - و- وجود لوحة تحكم إضافية بعيدة عن موقع عامل الحفر للتحكم في تشغيل مانع الانفجار ومجمع صمامات النزع من مسافة آمنة.
 - ز- أن يكون أفراد طاقم الحفر مدربين تدريباً كافياً على تشغيل معدات منع الانفجار، ومتحصلين على شهادات تأهيل حديثة من معهد معترف به من المؤسسة.
 - ح- اشتراك طاقم الحفر في تدريبات منع الانفجار عند بدء الحفر ومرة كل سبعة أيام خلال فترة الحفر وأن تسجل أحداث هذه التدريبات في تقرير الحفر اليومي وأن يكون متوفراً عند الطلب.
 - ط- إعداد خطة طوارئ فعالة.

مادة 40

يجب أن تتوافق مواصفات منظومة موانع الانفجار ومعدات السلامة والتحكم في البئر، مع مواصفات أحدث نشرة للمعهد الأمريكي للنفط (API) أو أي مواصفات عالمية تعتمدها المؤسسة.

مادة 41

يجب على الشركة إجراء اختبارات مناسبة يومياً للتأكد من صلاحية عمل نظام منع الانفجار.

مادة 42

يجب على الشركة التأكد من أن اختبارات الضغط على كل وصلة من أنابيب التغليف قد تمت قبل إنزالها بالبئر، وأن تُجرى اختبارات الضغط عليها بعد إنزالها في البئر وقبل البدء في المرحلة التالية للحفر.

مادة 43

تلتزم الشركة بأن يكون تصميم سائل الحفر بشكل يؤمن سلامة الطبقات الحاوية للنفط والغاز ويؤمن البئر من أخطار الفوران، كما يجب عليها مراقبة خصائص سائل الحفر بشكل مستمر وبدقة عالية.



the bleed-off line.

- E. A device is in place to separate gas from the drilling fluid.
- F. An additional control panel, located away from the driller's position, is available to operate the blowout preventer and valve manifold from a safe distance.
- G. The drilling crew is adequately trained in operating blowout prevention equipment and holds up-to-date certification from an institution recognized by NOC.
- H. The drilling crew participates in blowout prevention drills at the start of drilling and once every seven days during the drilling period, with records of these drills documented in the daily drilling report and made available upon request.
- I. An effective emergency response plan is in place.

Article 40

The specifications of the blowout prevention system, safety equipment, and well control devices must comply with the latest edition of the American Petroleum Institute (API) standards, or any other international standards approved by NOC.

Article 41

The company must conduct appropriate daily tests to ensure the proper functioning of the blowout prevention system.

Article 42

The company must ensure that pressure tests on each casing coupling are conducted before lowering it into the well, as well as after it has been placed in the well and before starting the next phase of drilling.

Article 43

The company is responsible for ensuring that the composition of the drilling fluid maintains the integrity of oil- and gas-bearing formations and protects the well from blowout risks. Additionally, it must continuously and accurately monitor the properties of the drilling fluid.

Article 44

The company must conduct a survey of well deviation and its directional inclination during drilling at regular depth intervals, with each interval not exceeding 1,000 feet. A survey must also be conducted immediately before penetrating the productive formations, and this information must be included in daily reports. For offshore drilling, the directional survey must be conducted at a depth not exceeding 100 feet from the point where the wellbore direction changes.

Article 45

The company must conduct directional survey for wells designated for production or injection that have not previously undergone such a survey and remain in production. This requirement applies

مادة 44

يجب على الشركة إجراء مسح لدرجة انحراف البئر واتجاه انحرافها أثناء الحفر، وذلك على مراحل منتظمة من العمق لا تزيد المرحلة الواحدة منها على 1,000 قدم، ومباشرة قبل اختراق الطبقات المنتجة مع إدراج هذه المعلومات بالتقارير اليومية، وفي حالة الحفر بالمناطق البحرية يُجرى المسح الاتجاهي على عمق لا يزيد على 100 قدم من نقطة تغيير اتجاه الحفرة.

المادة 45

يجب على الشركة إجراء مسح اتجاهي للآبار التي تنجز بمثابة آبار للإنتاج أو للحقن والتي لم يسبق أن أجري لها مسح اتجاهي من قبل ولا زالت منتجة وذلك في حالة ما إذا كانت البئر بئراً نفطية يتدفق منها النفط دون رفع اصطناعي والتي زاد آخر اختبار لطاقتها الانتاجية على معدل يساوي: -

- 2,000 برميل من النفط في اليوم عبر صمام ضبط للتدفق يبلغ قطره "2/1" بوصة، للآبار التي يقل عمقها عن 8,000 قدم.
- 3,000 برميل في اليوم عبر صمام ضبط تدفق يبلغ قطره 16/7 بوصة، للآبار التي يزيد عمقها عن 8,000 قدم.

مادة 46

على الشركة أن تقوم بتصميم أنابيب تغليف البئر باستخدام المعايير السائدة والمتبعة عادة بصناعة النفط مع مراعاة خصائص الطبقات المراد حفرها وأصول السلامة والأمان المعمول بها في الحفر.

مادة 47

يجب على الشركة وضع برنامج تركيب أنابيب التغليف وتسميتها بشكل يضمن عزل كافة المناطق الحاوية للماء العذب أو النفط أو الغاز عن بعضها البعض.

مادة 48

يجب تسميت أنابيب تغليف آبار النفط والغاز إلى سطح الأرض و إلى مستوى قاع البحر في المناطق المغمورة. كما يجب تسميت أنبوب التغليف السطحي إلى سطح الأرض أو إلى مستوى قاع البحر.

هجر الآبار

مادة 49

إذا اضطرت الشركة إلى هجر أي بئر لأسباب فنية بعد الحفر، فعليها قبل البدء في الهجر طلب الموافقة من المؤسسة مع بيان هذه الأسباب، وبيان الطريقة التي سيتم بها هجر البئر متقيدة في ذلك بالشروط المدرجة بالمادة (51) وإذا رأت الشركة أن تحفر بئراً بديلة في نقطة لا تبعد أكثر من 15 متراً من موقع هذه البئر فعليها إخطار المؤسسة بذلك كتابة، كما عليها في حالة التوقف عن حفر أي بئر أن تخطر المؤسسة بذلك مبينة أسباب هذا التوقف، كما يطلب من الشركة تقديم تقرير نهائي للهجر إلى المؤسسة خلال 60 يوماً من تاريخ استكمال عملية الهجر.



if the well is an oil well producing naturally (without artificial lift) and its latest production capacity test exceeds:

- 2,000 barrels of oil per day through a ½-inch choke for wells with a depth of less than 8,000 feet.
- 3,000 barrels of oil per day through a 7/16-inch choke for wells with a depth greater than 8,000 feet.

Article 46

The company must design well casing pipes in accordance with standard industry practices, considering the characteristics of the formations being drilled and adhering to applicable safety and security regulations.

Article 47

The company must develop a casing installation and cementing plan that ensures the proper isolation of all zones containing fresh water, oil, or gas from one another.

Article 48

Oil and gas well casings must be cemented up to the surface of the earth and to the seabed level in offshore areas. Additionally, the surface casing must be cemented to the surface of the earth or to the seabed level.

Well Abandonment

Article 49

If the company is required to abandon any well for technical reasons after drilling, it must seek prior approval from NOC before proceeding with the abandonment. The request must include the reasons for abandonment and the method by which the well will be abandoned, in compliance with the conditions outlined in Article 51.

If the company decides to drill an alternative well at a location no more than 15 meters from the original well site, it must notify NOC in writing. In cases where drilling is halted, the company must inform NOC of the stoppage and provide reasons for it.

Additionally, the company is required to submit a final abandonment report to NOC within 60 days of completing the abandonment process.

Article 50

Before approving a well abandonment request NOC may require the company to:

- Continue drilling to a depth determined by NOC, based on a sole risk principle.
- Implement an abandonment method that prevents contamination of groundwater or produced fluids, especially in cases where the well is completed for water production.

مادة 50

يجوز للمؤسسة قبل أن تبت في طلب هجر أي بئر تحت الحفر أن تطلب من الشركة تنفيذ الآتي:-

أ- الاستمرار في الحفر إلى أي عمق تحدده المؤسسة وفق مبدأ المخاطرة الفردية.

ب- وضع طريقة للهجر يراعى فيها عدم تسببها في تلوث الماء الجوفي أو المنتج وذلك في حالة استكمال البئر لإنتاج الماء.

مادة 51

عند تنفيذ برامج هجر الآبار تتقيد الشركة بدليل حفر وصيانة الآبار المعتمد من المؤسسة (باب هجر الآبار (NOC-DLG-P004)

مادة 52

يجوز للشركة عدم هجر الحفر الجافة أو الآبار ذات الإنتاج غير التجاري هجراً نهائياً، إذا تبين لها أن بالإمكان استغلال مثل هذه الحفر أو الآبار لغرض الملاحظة أو الحقن أو أية أغراض أخرى مماثلة بشرط الحصول على إذن مسبق من المؤسسة.

مادة 53

على الشركة عند حدوث أي انفجار أن تبلغ المؤسسة به فور وقوعه وعليها أن تقدم خلال (5) خمسة أيام تقريراً كتابياً يوضح أسباب الانفجار والخطوات التي تمت للسيطرة عليه، وتقدير كميات الزيت والغاز المفقودة أو التالفة أو المتسربة، وعلى الشركة أن تقدم تقريراً نهائياً عن الواقعة خلال أسبوع واحد من إعادة التحكم في البئر.

هجر وتفكيك أنظمة المنشآت البرية والبحرية

وإزالتها

مادة 54

على الشركة فك وإزالة المنشآت البرية والبحرية بما فيها التخلص و معالجة المخلفات الناتجة عن النشاط حسب الطرق السليمة والأساليب السائدة المتبعة في صناعة النفط والغاز في المناطق البرية والبحرية، مع مراعاة أحدث قواعد السلامة والمحافظة على البيئة، بحيث تلتزم الشركة بإعادة تأهيل الموقع إلى ما كان عليه حسب دراسة الأثر البيئي بحيث تتحمل المسؤولية القانونية عن كل الأضرار الناجمة عنها وفق التشريعات النافذة وأن تتوافق عمليات الإزالة مع الحد الأدنى من المتطلبات الآتية للمنشآت البحرية:

أ- عند إزالة وحدات تخزين المواد النفطية أو الكيماوية يجب إتباع أحدث الطرق في تنظيفها، وصرفها بحيث لا تشكل في النهاية أي خطر على سلامة الأفراد أو البيئة.

ب- عند تفكيك وإزالة المنشآت المدعومة بركائز والموجودة في مياه يقل عمقها على خمسين متراً، عند الجزر الفلكي الأدنى، يجب إزالتها إلى عمق ثلاثة أمتار تحت قاع البحر، أما ركائز الإنشاء القاعدي فيجب أن تزال إلى عمق أربعة أمتار ونصف على الأقل، تحت مستوى سطح قاع البحر.



Article 51

When carrying out well abandonment programs, the company must comply with the Well Drilling and Maintenance Manual approved by NOC (NOC-DLG-P004, Well Abandonment Section).

Article 52

The company may choose not to permanently abandon dry holes or wells with non-commercial production if it determines that such holes or wells can be utilized for observation, injection, or other similar purposes, provided that prior approval is obtained NOC.

Article 53

In the event of a blowout, the company must immediately notify NOC upon its occurrence. Additionally, within five (5) days, the company must submit a written report detailing the causes of the blowout, the measures taken to control it, and an estimate of the quantities of lost, damaged, or leaked oil and gas. Furthermore, the company must submit a final report on the incident within one week of regaining control of the well.

Abandonment, Dismantling and Removal of Onshore and Offshore Installation Systems

Article 54

The company must dismantle and remove onshore and offshore installations, including the disposal and treatment of waste resulting from its activities, in accordance with proper methods and industry-standard practices in the oil and gas sector for both onshore and offshore areas. The company must comply with the latest safety regulations and environmental protection measures, ensuring that the site is rehabilitated to its original condition based on an environmental impact study. The company is legally responsible for any resulting damages in accordance with applicable legislation.

The removal operations must meet at least the following minimum requirements for offshore installations:

- A- When removing oil or chemical storage units, the latest methods must be followed for cleaning and disposal to ensure that they ultimately pose no risk to the safety of the persons or the environment.
- B- When dismantling and removing facilities supported by pillars and located in waters less than fifty meters deep, they must be removed to a depth of at least three meters below the seabed. As for the foundation piles, they must be removed to a depth of at least four and a half meters below the seabed surface.
- C- For facilities supported in waters deeper than fifty meters, at the lowest astronomical tide, they must be removed to a depth of at least fifty meters below the lowest astronomical tide. NOC retains the right to request the removal of these facilities to the seabed level or deeper.

ج- بالنسبة للمنشآت المدعومة في مياه يزيد عمقها على خمسين متراً، عند الجزر الفلكي الأدنى، يجب إزالتها إلى عمق خمسين متراً على الأقل تحت منسوب الجزر الفلكي الأدنى، ويجوز للمؤسسة أن تحتفظ بحق طلب إزالة هذه المنشآت إلى حد منسوب قاع البحر أو أعمق.

د- بالنسبة للمنشآت البحرية المثبتة بالأثقال يجب إزالتها إلى عمق ثلاثة أمتار تحت قاع البحر على الأقل إذا كانت في مياه يقل عمقها عن خمسين متراً عند الجزر الفلكي الأدنى، وتزال إلى عمق خمسين متراً عند الجزر الأدنى إذا كانت تقع في مياه أعمق من خمسين متراً، تحت الجزر الفلكي الأدنى. وتحتفظ المؤسسة بحقها في طلب إزالتها إلى منسوب قاع البحر أو أعمق.

هـ- بالنسبة لرؤوس الآبار يجب إزالتها إلى عمق ثلاثة أمتار تحت قاع البحر بغض النظر عن عمق المياه الواقع بها البئر، مع مراعاة تطبيق إجراءات هجر الآبار الواردة بالمادة (49).

و- بالنسبة لخطوط الأنابيب التي تقع في المواقع التي تشكل خطراً على حركة الملاحة البحرية وصيد الأسماك أو في المواقع التي يمكن أن تطفو فيها إلى سطح البحر، فيجب إزالتها بالكامل.

ز- لا يسمح لأي منشأة بحرية متنقلة بمغادرة موقع أي بئر بعد هجرها إلا بعد تقديم إشعار لا يقل عن (72) ساعة من موعد مغادرتها وحصولها على موافقة المؤسسة الكتابية.

مادة 55

إذا لم تتبع الشركة تنفيذ إجراءات الهجر المعتمدة من قبل المؤسسة، وترتب على ذلك تسرب للموائع أو الغاز أو لكليهما إلى السطح أو حدث تلوث للبيئة أو ضرر للأفراد أو الممتلكات نتيجة لهجر غير سليم، تتحمل الشركة وحدها كافة أعباء إعادة عملية إصلاح هجر البئر كما تتحمل كافة المسؤوليات المترتبة عن ذلك.

الباب الرابع

إنجاز واستكمال الآبار

مادة 56

بعد وصول أعمال الحفر إلى العمق النهائي لأي بئر يتم تصميم عملية استكمال لها تضعها في حالتها النهائية حسب نتائج الحفر، وتختلف طريقة الاستكمال من بئر إلى آخر حسب تصنيفها النهائي كبئر منتجة أو جافة أو معلقة أو غيرها.

استكمال الآبار المنتجة على اليابسة

مادة 57

يجب على الشركة أن تُعد برنامجاً متكاملاً لاستكمال الآبار وتقدمه إلى المؤسسة بغرض اعتماده، وتستكمل البئر المنتجة حسب نوعية



- D- For offshore facilities anchored by weights, they must be removed to a depth of at least three meters below the seabed if located in waters less than fifty meters deep at the lowest astronomical tide. If located in waters deeper than fifty meters, they must be removed to a depth of fifty meters below the lowest astronomical tide. NOC reserves the right to request their removal to the seabed level or deeper.
- E- For wellheads, they must be removed to a depth of at least three meters below the seabed, regardless of the water depth at the well location, in accordance with the abandonment procedures for wells outlined in Article (49).
- F- For pipelines located in areas that pose a threat to marine navigation and fishing activities or in locations where they could float to the surface, they must be removed entirely.
- G- No mobile offshore facility is allowed to leave the site of any well after its abandonment unless a notice of no less than 72 hours is submitted and written approval from NOC is obtained.

Article 55

If the company fails to follow the abandonment procedures approved by NOC, and this results in a leakage of fluids or gas, or both, to the surface, or environmental pollution, or harm to people or property due to improper abandonment, the company alone shall bear all the costs of re-implementing the abandonment process and shall assume all responsibilities arising from it.

Chapter Four Well Completion

Article 56

After the drilling operations reach the final depth of any well, a completion process is designed to bring the well to its final state based on the drilling results. The completion method varies from well to well, depending on its final classification as a producing, dry, suspended, or other type of well.

Completion of Onshore Productive Wells

Article 57

The company must prepare a comprehensive program for completing the wells and submit it to NOC for approval. The completion of a producing well should be done according to the nature and type of its production, in accordance with the correct, safe, and prevailing methods and techniques followed in the oil industry. Specifically, the company must ensure the completion of the well in a way that guarantees the following:

- a- The well flows in a controlled manner in case of leakage or breakage at the wellhead or flow line, and the pressure at the

وطبيعة إنتاجها وطبقا للطرق والأساليب والأصول السليمة السائدة المتبعة في الصناعة النفطية، وعليها بالأخص أن تستكمل البئر بشكل يضمن الآتي:

- أ- تدفق البئر بشكل منضبط في حالة حدوث تسرب أو كسر في رأس البئر أو في خط التدفق وأن لا يزيد الضغط في رأس البئر عن الضغط التشغيلي الأقصى لخط التدفق.
- ب- الحصول على قراءات لضغوط قاع البئر.
- ج- مراقبة الإنتاج والحقن.
- د- تمرير المنتج من خلال أنابيب الإنتاج.
- هـ- عزل المكامن عن بعضها البعض، باستثناء الحالات التي توافق فيها المؤسسة على خلط إنتاج المكامن.
- و- منع تسرب الموائع من طبقة إلى أخرى.
- ز- أن يركب في كل بئر منتج عند نقطة أقرب ما يمكن فوق الطبقة المنتجة، وعلى رأس كل بئر منتج صمام غلق تلقائي خاص بحالات الطوارئ، يُوقف التدفق من البئر عند حدوث ضغوط غير عادية بالزيادة أو النقصان.

إستكمال الآبار المنتجة بالبحر

مادة 58

يجب على الشركة أن تُعيد وتقدم إلى المؤسسة، بغرض الاعتماد، برنامجا متكاملًا لإستكمال أي بئر منتجة بالبحر حسب طبيعة إنتاجها وطبقا لأحدث الطرق والأساليب السائدة المتبعة عادة في الصناعة النفطية بالبحر، على أن يشمل برنامج الإستكمال بشكل خاص الأعمال التالية: -

أ- أن تتركب في أنابيب تدفق الخام المنتج من بئر بحرية صمام أمان قاعي على عمق 100 قدم (مائة قدم) تحت مستوى قاع البحر بحيث يتم التحكم به سطحياً من المنصة البحرية أو من مضابط تحت سطح البحر، بحيث يتوافق تصميمه مع أحدث نشرة لمعهد البترول الأمريكي "API" لمواصفات صمامات الأمان المغمورة، وأن يُغلق تلقائياً عند حدوث الحالات الخطرة مثل التذبذب الغير عادي في ضغط البئر أو التوقف الطارئ للعمليات على المنصة أو نشوب حريق أو تسرب أو نقص في طاقة تشغيل الصمام أو غيرها من الظروف الخطرة.

ب- أن تختبر الشركة وتؤكد التشغيل المرضي لكل صمام أمان قاعي عند تركيبه دورياً كل ستة أشهر، وعليها أن تقوم بإجراء صيانة وقائية دورية مرة كل اثني عشر شهراً وأن تثبت ذلك في سجلاتها.

مادة 59

بالنسبة للآبار التي تم غلقها أو التي سيتم غلقها لمدة تزيد على ستة (6) أشهر، فترود بصمام أمان قاعي داخل أنبوب الإنتاج مزود بتحكم يُقفل عند الرغبة في غلق البئر، وبالإضافة إلى ذلك تُركب سداة في أنبوب الإنتاج يمكن الضخ عبرها في حالة حدوث أي عطب في صمام الأمان القاعي.



wellhead does not exceed the maximum operating pressure of the flow line.

- b- Obtain pressure readings at the well's bottom (Bottom Hole Pressure).
- c- Monitor production and injection.
- d- Pass the produced product through the production pipes.
- e- Isolate the reservoirs from one another, except in cases where NOC agrees to mix the reservoirs production.
- f- Prevent fluid leakage from one layer to another.
- g- Install an automatic shut-off valve at the wellhead of each producing well, located as close as possible to the producing layer, which stops the flow from the well in case of abnormal pressures, whether high or low.

Completion Of Offshore Productive Wells

Article 58

The company must prepare and submit to NOC, for approval, a comprehensive program for completing any producing well offshore, based on its production nature and in accordance with the latest methods and techniques commonly used in the offshore oil industry. The completion program should specifically include the following operations:

- a- An underwater safety valve should be installed in the flow line of the crude production from an offshore well, at a depth of 100 feet below the seabed, with surface control from the offshore platform or from subsea controls. The design must comply with the latest API (American Petroleum Institute) specification for submerged safety valves. The valve should automatically close in case of hazardous situations such as abnormal pressure fluctuations, emergency stoppage of operations on the platform, fire, leakage, loss of valve operating power, or any other dangerous conditions.
- b- The company must periodically test and confirm the proper operation of each safety valve when installed, every six months. Additionally, the company must carry out preventive maintenance once every twelve months and record this in its logs.

Article 59

For wells that have been or will be closed for more than six (6) months, a bottomhole safety valve should be installed within the production tubing, equipped with control that allows for closure when desired. Additionally, a plug should be installed in the production tubing, through which fluid can be pumped in case of any malfunction in the bottom hole safety valve.

Inspection

Article 60

NOC representatives shall have the right at any time to inspect the progress of oil and gas operations, including reviewing documents,

التفتيش

مادة 60

يحق لممثلي المؤسسة في أي وقت تفقد سير نشاط العمليات النفطية والغازية، بما في ذلك الاطلاع على الوثائق والدفاتر والسجلات والشهادات المتعلقة بتسيير العمليات والمعدات والأفراد وإجراء المقابلات مع المسؤولين بمواقع العمليات بقصد الحصول على بيانات أو معلومات ذات العلاقة بالنشاط، وذلك بغرض التأكد من الالتزام بتطبيق اللوائح النفطية المعمول بها بمناطق العمليات النفطية كما يحق للمؤسسة القيام بالأعمال التالية:

أ- أخذ نسخ من السجلات والعينات النفطية والغازية أو أي مادة يرغب في أخذ عينة منها.

ب- إجراء المقابلات مع المسؤولين بمواقع العمليات بقصد الحصول على بيانات أو معلومات تتعلق بوقوع حادث أو حدث غير آمن أو خطر، والاطلاع على الإجراءات التي اتُخذت لمعالجتها والاحتياطات التي تمت لعدم تكرارها.

ج- أن يطلب من الشركة إصلاح أو تغيير أي من المعدات أو الأجهزة إذا تبين له أنها غير آمنة أو تشكل خطراً على سير العمليات أو لا تتوافق مع أحكام هذه اللائحة. كما يحق له أن يطلب إجراء اختبار لمعدات منع الانفجار أو اختبار لمعرفة مدى كفاءة طاقم التشغيل، وذلك بافتعال حادثة طوارئ تجريبية مفاجئة أو انفجار مفاجئ وطلب أي شهادات بخصوصها.

الباب الخامس

عمليات الإنتاج

مادة 61

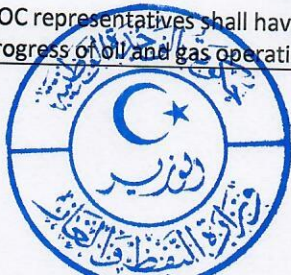
بعد الإعلان عن أي اكتشاف نفطي أو غازي تقوم الشركة بتنفيذ برنامج التقييم التجاري المتفق عليه مع المؤسسة عملاً بأحكام المادة (12) لهذا الاكتشاف من خلال حفر آبار تحديدية وإجراء اختبارات التدفق طبقاً لنصوص الملحق رقم (1).

مادة 62

من واقع تحليلات المعلومات المدونة من اختبارات التدفق المشار إليها بالمادة (61) يتم الإعلان عن الحد الأقصى الأمثل لإنتاج النفط والغاز بكل بئر، وذلك باستخدام أحدث الطرق والأساليب السليمة المتبعة في الصناعات النفطية والغازية بالخصوص، والتي منها على سبيل المثال لا الحصر المحاكاة المكمّنة.

مادة 63

يحظر على الشركة أن تتجاوز في إنتاجها لأي بئر معدل الإنتاج المسموح به من طرف المؤسسة لذلك البئر، وفي هذه الحالة يعاقب بذاته كل مستخدم أو موظف تسبب عن قصد أو بإهمال في هذا



books, records, and certificates related to the management of operations, equipment, personnel, and conducting interviews with responsible personnel at operational sites in order to obtain relevant data or information related to the activity. This is aimed at ensuring compliance with the applicable oil regulations in the areas of oil operations. Additionally, NOC has the right to carry out the following activities:

- Taking copies of records, oil and gas samples, or any material they wish to take a sample of.
- Conducting interviews with personnel at operational sites to obtain data or information related to accidents or unsafe or hazardous events, and reviewing the actions taken to address them and the precautions implemented to prevent their recurrence.
- Requesting the company to repair or replace any equipment or devices if it is found to be unsafe, poses a risk to the progress of operations, or does not comply with the provisions of this regulation. Additionally, the representative has the right to request tests for explosion prevention equipment or to assess the efficiency of the operating crew by simulating an emergency incident or a sudden explosion, and to request relevant certifications regarding these tests.

Chapter Five Production Operations

Article 61

After announcing any oil or gas discovery, the company shall implement the commercial evaluation program agreed upon with NOC according to Article (12) to this discovery, by drilling appraisal wells and conducting flow tests according to the provisions of Annex (1).

Article 62

Based on the analysis of the information recorded from the flow tests mentioned in Article (61), the maximum optimal production rate for oil and gas from each well shall be announced, using the latest methods and sound practices followed in the oil and gas industries, including, but not limited to, reservoir simulation studies.

Article 63

- The company is prohibited from exceeding the production rate permitted by NOC for any well. In this case, any user or employee who intentionally or negligently caused this exceedance shall be punished with the penalty stipulated in Article (22) bis of the law, without prejudice to any more severe penalty in other laws.
- To achieve the principle of sound production of oil and gas wells, the company is committed to accurately and effectively

التجاوز بالعقوبة المنصوص عليها في المادة 22 مكرر من القانون، دون الإخلال بأي عقوبة أشد في القوانين الأخرى. ولتحقيق مبدأ الإنتاج السليم لآبار النفط والغاز تلتزم الشركة بأن تراقب بصورة دقيقة وفعالة نسبة الغاز الى النفط ونسبة الماء الى النفط المنتجة من كل بئر على حده طوال فترة الإنتاج والتحقق بأنها في الحدود المسموح بها وفق دراسات الهندسة المكمية بالخصوص ، وأن تُقدم البيانات المتعلقة بهذه النسب إلى المؤسسة بصورة منتظمة، وفقاً للملحق رقم (3) المرفق.

مادة 64

إذا تطلب الأمر أن يكون إنتاج أي بئر نفطي عن طريق مضخات غاطسة وجب الحصول على الموافقة المسبقة من المؤسسة بخصوص مواصفات المضخة بكل بئر على حدة وتحديد معدل الإنتاج المسموح به كما هو مبين في المواد السابقة.

مادة 65

إذا رأت الشركة إجراء أي تغيير في طبقات الإنتاج في البئر أو أية تعديلات في حالة البئر فعليها أن تقدم طلباً بذلك إلى المؤسسة للحصول على موافقتها متضمناً التالي:

- اسم وموقع البئر.
- نوع العمل المطلوب (إصلاح البئر أو تعميقه أو إقفاله أو تنظيفه أو أية أعمال أخرى).
- مبررات العمل المطلوب.
- البرنامج المقترح لإنتاج العمل.

مادة 66

قبل البدء في إنشاء أي من مرافق الإنتاج برأ أو بحراً، يجب على الشركة أن تحصل على موافقة المؤسسة بخصوص مواصفات التصاميم ومواقع هذه المرافق.

مادة 67

تقدم الشركة خطة إنتاج أي حقل إلى المؤسسة متضمنة المعلومات الأساسية التالية:

- توقعات معدلات الإنتاج للنفط والغاز والماء لكل بئر يُزعم مباشرتها للإنتاج.
- البرنامج المقترح بشأن الاختبارات الدورية لكل بئر.

مادة 68

تلتزم الشركة بأن تقوم بقياس (بطريقة توافق عليها المؤسسة) كميات النفط أو الغاز أو الماء التي جرى التخلص منها بمرافق الإنتاج، سواء كان هذا التخلص جازياً عبر خط أنابيب أو بواسطة الحرق أو بالحقن في الآبار أو إلى وحدة المعالجة أو إلى حفرة سطحية أو إلى شاحنة أو إلى أي مرفق أو وسيلة تخلص أخرى.

مادة 69

على الشركة، قبل أن تبدأ بإنتاج بئر غازي، أن تُجرى اختبارات المردودية على البئر وفقاً لأحدث الأساليب المعمول بها في اختبارات



monitoring the ratio of gas to oil and the ratio of water to oil produced from each well separately throughout the production period, ensuring these ratios are within the permissible limits according to reservoir engineering studies in particular, and submitting the data related to these ratios

- to NOC regularly, in accordance with Appendix No. (3) attached.

Article 64

If the production of any oil well requires the use of submersible pumps, prior approval from NOC must be obtained regarding the specifications of the pump for each well individually, as well as determining the allowable production rate as outlined in the previous articles.

Article 65

If the company wishes to make any changes to the production zones of the well or any modifications to the well's condition, it must submit a request to NOC for approval, including the following:

- A- Name and location of the well.
- B- Type of work required (e.g., well repair, deepening, closure, cleaning, or any other work).
- C- Justifications for the required work.
- D- The proposed program for carrying out the work.

Article 66

Before starting construction of any of the production facilities onshore or offshore, the company must obtain the approval of NOC regarding the design, specifications and locations of these facilities.

Article 67

The company shall submit a production plan for any field to NOC, which includes the following essential information:

- A. The expected production rates for oil, gas, and water for each well intended to be brought into production.
- B. The proposed program for periodic testing of each well.

Article 68

The company shall be obligated to measure (in a manner approved by NOC) the quantities of oil, gas, or water that are disposed of from the production facilities, whether the disposal is via pipeline, burning, injection into wells, to a treatment unit, into a surface pit, to a truck, or any other disposal facility or method.

Article 69

Before the company begins producing a gas well, it must conduct productivity tests on the well according to the latest practices for gas well testing, as approved by NOC. The results of these tests must be submitted to NOC immediately upon completion.

آبار الغاز، والتي توافق عليها المؤسسة وأن تقدم إليها نتائج الاختبارات فور استكمالها.

مادة 70

يجب على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة كل شهر وقبل العاشر من الشهر التالي نسختين من التقرير الشهري لإنتاج النفط والغاز والمكثفات واستعمالاتها.

مادة 71

على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة التقارير الآتية:-

- أ- التقرير اليومي لإنتاج النفط والمكثفات والغاز واستعمالاتها يوميا قبل ظهيرة اليوم التالي (الملحق رقم 3)
- ب- نسختين ورقية وأخرى رقمية من التقرير الشهري لحالة الآبار وإنتاج النفط والماء والغاز (الملحق رقم 5) قبل اليوم العاشر من الشهر التالي.
- ج- نسختين من نتائج اختبارات كفاءة القدرة الإنتاجية لكل بئر منتجة مرة كل شهر قبل اليوم العاشر من الشهر التالي (الملحق رقم 6).
- د- نسختين ورقية وأخرى رقمية من تقرير الحقن الشهري متضمناً كميات ومعدلات الماء والغاز التي تم حقنها، وذلك قبل اليوم العاشر من الشهر التالي (الملحق رقم 7).
- هـ- نسختين ورقية ورقمية من تقرير الاحتياطي وحالة المكنم عند بداية السنة الحالية وقبل نهاية شهر (مارس) من السنة الحالية (الملحق رقم 8).

مادة 72

تلتزم الشركة بأن تُقدم إلى المؤسسة تقريراً عاماً عن سير عمليات الإنتاج وترميم وصيانة الآبار ومدى تقدم تنفيذ مشاريع الإنشاءات الرئيسية والصيانة العامة وعمليات تعزيز الاسترداد وذلك في المواعيد التالية:-

- أ- شهرياً قبل اليوم العاشر من الشهر التالي.
- ب- ربع سنوي قبل اليوم العاشر من الشهر التالي للربع السنوي.
- ج- نصف سنوي قبل نهاية شهر يوليو.
- د- سنوي قبل نهاية شهر يناير من السنة التالية.

مادة 73

يجب على الشركة أن تقوم شهرياً بقياس معدلات الإنتاج تحت الظروف المعيارية للنفط والغاز والماء لكل بئر منتجة.

مادة 74

تلتزم المؤسسة بإحالة التقارير التالية إلى الوزارة:

1. التقرير اليومي لإنتاج النفط والمكثفات والغاز واستعمالاتها.
2. نسختين ورقية ورقمية من تقرير الاحتياطي وحالة المكنم عند بداية السنة الحالية وقبل نهاية شهر (أبريل) من السنة الحالية.
3. تقارير مفصلة حول الخطة السنوية للمؤسسة.



Article 70

The company shall submit to NOC every month, before the tenth of the following month, two copies of the monthly report on the production of oil, gas and condensates, along with their uses.

Article 71

The company shall submit the following reports to NOC: -

- The daily report on the production of oil, condensates, and gas, and their uses, to be submitted daily before noon of the following day (Appendix No. 3).
- Two hard copies and one electronic copy of the monthly report on the condition of wells and the production of oil, water, and gas (Appendix No. 5), to be submitted before the tenth day of the following month.
- Two copies of the results of the efficiency tests of the production capacity for each producing well, once every month, to be submitted before the tenth day of the following month (Appendix No. 6).
- Two hard copies and one electronic copy of the monthly injection report, including the quantities and rates of water and gas injected, to be submitted before the tenth day of the following month (Appendix No. 7).
- Two hard copies and one electronic copy of the Reserve and Reservoir Status reports at the beginning of the current year, to be submitted before the end of March of the current year (Appendix No. 8).

Article 72

The company shall submit to the institution a general report on the progress of production operations, well restoration and maintenance, the advancement of major construction projects, general maintenance, and enhanced recovery operations according to the following schedule:

- Monthly, before the tenth day of the following month.
- Quarterly, before the tenth day of the month following the respective quarter.
- Semi-annually, before the end of July.
- Annually, before the end of January of the following year.

Article 73

The company shall conduct monthly measurements of production rates under standard conditions for oil, gas, and water for each producing well.

Article 74

NOC shall submit the following reports to the ministry:

- The daily report on oil, condensate, and gas production and their utilization.
- Two copies (both printed and digital) of the reserves report and reservoir status report at the beginning of the current year, to be submitted before the end of April of the same year.
- Detailed reports on the institution's annual plan.

القياس والمعايرة

مادة 75

• تلتزم الشركات المشغلة بقياس كميات النفط والغاز والمكثفات ومشتقاتها بمرافق الإنتاج والحقن والتكرير والتسويق بعد معالجتها من المياه والشوائب الأخرى وفق المعايير والإجراءات المتبعة من قبل الإدارة العامة للتفتيش والقياس باستخدام معدات ومنظومات قياس ديناميكية واستاتيكية (قياس بالعدادات وقياس المستوي بالخرانات) متكاملة ودقيقة وجديرة بالثقة وفقاً لما يقتضيه دليل القياس الليبي، ويتم اعتماد نقاط القياس من قبل الإدارة العامة للتفتيش والقياس.

• وتصمم منظومات القياس حسب أحدث المواصفات العالمية، على أن تؤخذ في الحسبان عند التصميم مواصفات الموانع والغاز المراد قياسها عند الظروف التشغيلية، وكذلك حد قدرتها الأدنى والأقصى في القياس ويتم اعتماد مشاريع منظومات القياس من قبل الإدارة العامة للتفتيش والقياس، وذلك بناء على الاعتماد المرحلي لمشاريع القياس المشار إليها بدليل القياس الليبي وتحديثاته.

• وتلتزم الشركات المشغلة بإجراء معايرة الخزانات ومعايرة أجهزة اختبار العدادات والأجهزة الملحقة بصفة دورية بواسطة معدات وأنظمة معايرة مصممة حسب أحدث المواصفات والمعايير القياسية المعتمدة المنصوص عليها في دليل القياس الليبي، بحضور واعتماد مندوب عن الإدارة العامة للتفتيش والقياس.

• وتلتزم الشركات المشغلة بالمعايير المطبقة دولياً والواردة بدليل القياس الليبي وتحديثاته، فيما يخص عمليات سحب العينات ومناولتها وتحليلها وحفظها.

وحدات التخزين

مادة 76

يتم تخزين النفط والغاز الطبيعي بوحدة تخزين يتم اختيار مواصفاتها ومواقعها بطريقة تضمن التخزين الأمثل بحيث تمكن إقامتها فوق سطح الأرض أو تحتها أو على سطح البحر أو في قاعه.

أولاً: وحدات التخزين السطحية:

عند إنشاء وحدات تخزين النفط الخام يجب أن تراعى جميع لوائح واشتراطات السلامة والبيئة الخاصة بتصنيف المناطق الخطرة في تصميمها ومواقع بنائها وطريقة تشغيلها، كما يجب أن يكون موقعها في حدود المواصفات التالية:

- أ - ما يعادل ضعف قطر الصهريج أو 30 متراً، أيهما أكبر، بعداً عن أي مبنى صناعي أو من مستودع أو طريق رئيسي.
- ب - ما يعادل 3 أمثال قطر الصهريج أو 60 متراً، أيهما أكبر، بعداً عن أي مسكن مأهول أو من مصدر لهب مكشوف.



Measurement and Calibration

Article 75

- The operating companies shall be obliged to measure the quantities of oil, gas, condensates, and refined products in production, injection, refining, and marketing facilities after being treated to remove water and other impurities, in accordance with the standards and procedures followed by the Inspection & Measurement General Directorate. This process shall be conducted using integrated, precise, and reliable dynamic and static measurement systems (such as Flow meters & Tank gauging measurement systems) as required by the Libyan Measurement Code. Hydrocarbon Measurement points must be approved by the Inspection & Measurement General Directorate.
- Measurement systems shall be designed according to the latest international specifications, considering the physical properties of the fluids and gases to be measured under operational conditions, as well as their minimum and maximum flow rate.
- Measurement system projects must be approved by the Inspection & Measurement General Directorate based on the Measurement System Approval Procedure (MSAP) projects outlined in the Libyan Measurement Cod and its updates.
- Operating companies are required to conduct periodic calibration of storage tanks, meter proving systems, and associated instruments using calibration equipment and systems designed in accordance with the latest approved national & international recommendations and standards set forth in the Libyan Measurement Code. These calibrations must be conducted in the presence of and approved by a representative from the Inspection & Measurement General Directorate.
- Furthermore, operating companies must adhere to internationally applied standards and comply with the provisions of the Libyan Measurement Code and its updates regarding the sampling, handling, analysis, and preservation of samples.

Storage Units

Article 76

Oil and natural gas shall be stored in storage units whose specifications and locations are selected to ensure optimal storage. These units may be installed above ground, underground, on the sea surface, or at the seabed.

First: Surface Storage Units:

When constructing crude oil storage units, all safety and environmental regulations related to the classification of hazardous areas must be considered in their design, construction sites, and operation methods. Their location must comply with the following specifications:

ج- ما يعادل ضعف قطر الصهريج أو 30 متراً، أيهما أكبر، بعداً عن أي خط سكة حديدية أو طريق عمومي تستخدمه الشاحنات الثقيلة.

ت- وينبغي أن تكون صهاريج التخزين مُحكمة الإقفال بحيث لا تسمح بتسرب أية أبخرة إلا من خلال فتحات التنفيس، وأن تُطلى بلون يتلائم مع صفات مخزونها الطبيعية وقواعد السلامة.

ثانياً : وحدات التخزين بباطن الأرض:-

أ- إذا تطلب الأمر تخزين الغاز بباطن الأرض يجب مراعاة التالي:

- 1- أن تتوفر في مكامن التخزين المواصفات الفنية لاسترجاع أقصى ما يمكن من الغاز الذي يتم تخزينه.
 - 2- الجدوى الاقتصادية للتخزين والاسترجاع.
 - 3- توفر قواعد السلامة وحماية البيئة عند التخزين والاسترجاع ويكون على مسافات آمنة من أي تجمع سكني.
 - 4- اختيار مواقع التخزين من حيث تكلفة نقل المخزون، منها وإليها، ومن حيث وسائل نقلها إلى مواقع الاستغلال.
- ب- للحصول على موافقة المؤسسة للتخزين بباطن الأرض تقدم المعلومات التالية:-

- 1- خرائط تبين المنطقة التي سيتمضمها المشروع مع بيان موقع وحالة كل بئر بمنطقة المشروع وحجم خطوط الأنابيب المستخدمة في التجميع والحقن وضغوط التشغيل السائدة فيها.
 - 2- شكل تخطيطي يبين المرافق المستخدمة في قياس كمية الغاز المنتج والمحقوق.
 - 3- جدول يتضمن تحاليل الغاز من كل مكن استخراج منه الغاز أو حقن فيه.
 - 4- حسابات المكن التي تثبت أن تخزين الغاز فيه لن يسبب فقداناً مفرطاً عند استرداده.
 - 5- دراسة حول الطرق المزمع استخدامها في المستقبل للتصرف في الغاز المخزن.
- ت- عندما تستخدم الخزانات تحت الأرضية للتخلص من الموائع يقدم طلب إلى المؤسسة متضمناً المعلومات التالية:
- 1- الخرائط التي تبين موقع بئر الحقن المقترح وحالة الآبار المجاورة وتركيبه الحقل وخطوط السمك المتساوية للمكن الذي يراد الحقن فيه.
 - 2- مقاطع عرضية جيولوجية تبين قمة وقاعدة طبقة التخزين وأسطح تماس المواقع المختلفة.
 - 3- تفاصيل برنامج تكملة بئر الحقن المقترح تبين عمق الحزام الحاجز والأعماق التي يمكن أن تحقن فيها الموائع.
 - 4- الخصائص البتروفيزيائية للمكن ومعدلات الحقن وقياسات الضغط

مادة 77

يجب إحاطة الصهاريج النفطية بأسوار إسمنتية أو صخرية جيدة المقاومة والثبات وألا تقل المسافة بين قاعدة السور الداخلية والصهريج عن ارتفاع الصهريج وأن يكون حجم الحيز المحصور بين الجدار الداخلي للسور والصهريج لا يقل عن مرة ونصف من حجم الصهريج وأن يكون بها نظام لتصريف مياه الأمطار.



- A. A distance of at least twice the tank diameter or 30 meters, whichever is greater, from any industrial building, warehouse, or main road.
 - B. A distance of at least three times the tank diameter or 60 meters, whichever is greater, from any inhabited dwelling or open flame source.
 - C. A distance of at least twice the tank diameter or 30 meters, whichever is greater, from any railway or public road used by heavy trucks.
- Storage tanks must be tightly sealed to prevent vapor leakage, except through designated vents. They must also be painted in a color that aligns with the natural characteristics of their stored contents and adheres to safety regulations.

Second: Underground Storage Units:

- A. If gas storage underground is required, the following must be ensured:
 1. The storage reservoirs must meet the technical specifications necessary for maximizing gas recovery.
 2. The economic feasibility of storage and retrieval must be evaluated.
 3. Safety regulations and environmental protection measures must be in place during both storage and retrieval, ensuring safe distances from residential areas.
 4. Storage locations must be selected based on the cost of transporting stored materials to and from the site, as well as the means of transport to utilization sites.
- B. To obtain NOC approval for underground storage, the following information must be provided:
 1. Maps showing the project area, indicating the location and status of each well within the project zone, along with the size of pipelines used for collection and injection and their operating pressures.
 2. A schematic diagram illustrating the facilities used to measure the quantity of produced and injected gas.
 3. A table detailing the gas analysis from each reservoir where gas is extracted or injected.
 4. Reservoir calculations proving that storing gas in the reservoir will not result in excessive loss upon recovery.
 5. A study on the future methods intended for managing the stored gas.
- C. When underground tanks are used for fluid disposal, an application must be submitted to NOC, including the following information:
 1. Maps indicating the location of the proposed injection well, the condition of adjacent wells, the field structure, and the isopach maps of the reservoir targeted for injection.
 2. Geological cross-sections showing the top and base of the storage layer and the contact surfaces between different sites.

كما يجب أن تكون الأرض المحصورة بين السور والصهيرج والمساحة المحيطة بهما مباشرة خالية من الأشجار والأعشاب والنباتات الجافة وأية مادة أخرى قابلة للاشتعال.

مادة 78

تتم معايرة خزانات النفط الخام ومنتجاته حسب متطلبات المعايرة الدورية المنصوص عليها بدليل القياس الليبي وفق أحدث المواصفات والمعايير القياسية المعتمدة لقياس ومعايرة الخزانات الأسطوانية القائمة أو ما يعادلها من لوائح المعايرة التي توافق عليها المؤسسة، على أن تتم عملية المعايرة لخزانات التصدير والتصدير بحضور مندوب عن الإدارة العامة للتفتيش والقياس.

الباب السادس المحافظة على الثروات النفطية

مادة 79

تلتزم الشركة بأن تبذل كافة الجهود، ضمن نطاق المعقول لتحقيق المحافظة على الغاز باستثناء حرقه أو تنفيسه أثناء الطوارئ.

مادة 80

على الشركة اتخاذ جميع الإجراءات المعقولة من الناحية الاقتصادية لاستعمال الغاز المختلط (المصاحب) في أي من الأغراض التالية:

- أ. المحافظة على الضغط في الطبقة الحاوية طبقاً للنظم الفنية المتعارف عليها في الصناعة النفطية.
- ب. الأغراض المنزلية أو التجارية أو الصناعية بما في ذلك استعماله كوقود من قبل الشركة في منشآتها الخاصة.
- ج. الحقن في الطبقات الحاوية للزيت أو غيرها من الطبقات الأخرى أو في التخزين الجوفي طبقاً للنظم الفنية المتعارف عليها في الصناعة النفطية.
- ث. استخراج الغازولين الطبيعي وغيره من السوائل الخفيفة التي يحتويها الغاز الرطب.

مادة 81

يحظر على الشركة إنتاج أو استخدام الغاز غير المصاحب بالقبة الغازية والمستخدم لتعزيز الطاقة المكمية إلا في الحالات الآتية:

- قد استغلت جميع ما لديها من الغاز المصاحب،
- وفي الحالات الأخرى التي توافق فيها المؤسسة إستثناء على طلب مقدم من الشركة لإنتاج أو استخدام الغاز غير المصاحب.

مادة 82

لا يجوز حرق أو تنفيس الغاز إلا بموافقة المؤسسة، وينطبق هذا الشرط على ظروف التشغيل العادي دون غيرها. وعلى الشركة إعداد دراسات الجدوى الفنية والإقتصادية والبيئية لتنفيذ مشاريع إستغلال الغاز المصاحب في الحقول والمواني، و تهدف هذه المشاريع لما يلي:



3. Details of the proposed injection well completion program, specifying the depth of the barrier belt and the depths at which fluids can be injected.
4. Reservoir petrophysical properties, injection rates, and pressure history.

Article 77

- 1- Oil storage tanks must be surrounded by concrete or rock walls with high resistance and stability.
- 2- The distance between the inner base of the containment wall and the tank must not be less than the tank's height. Additionally, the enclosed volume between the inner wall and the tank must be at least 1.5 times the volume of the tank.
- 3- The containment area must also include a drainage system for rainwater.
- 4- The ground between the containment wall and the tank, as well as the surrounding area, must be free of trees, dry grass, vegetation, and any other flammable materials.

Article 78

Crude oil and petroleum product tanks must be calibrated periodically in accordance with the routine calibration requirements outlined in the Libyan Measurement Code and the latest approved international measurement and calibration standards for vertical cylindrical tanks or their equivalent, as approved by NOC. The calibration of export and discharge tanks must be conducted in the presence of a representative from the Inspection & Measurement General Directorate.

Chapter Six

Preserving Petroleum Resources

Article 79

The company is committed to making all reasonable efforts to preserve gas, except for flaring or venting it during emergencies.

Article 80

The company shall take all economically reasonable measures to use mixed (associated) gas for any of the following purposes:

- A. Maintaining reservoir pressure according to recognized technical standards in the oil industry.
- B. Domestic, commercial, or industrial purposes, including its use as fuel by the company in its own facilities.
- C. Injection into oil-bearing formations or other suitable formations or storing it underground according to industry-standard technical practices.
- D. Extracting natural gasoline and other light liquids contained in wet gas.

أ- توليد الطاقة الكهربائية في هذه المواقع .

ب- ضخ الغاز لأقرب خطوط الغاز.
كما يجب على الشركة إستغلال الطاقة الشمسية في عمليات التشغيل وفي الحماية المهيطة لخطوط الأنابيب كلما أمكن، وذلك لتوفير الغاز والوقود السائل المستخدم في توليد الطاقة الكهربائية.

مادة 83

يحق للمؤسسة أن تأخذ من جهاز الفصل دون مقابل أي غاز مصاحب لم يستخدم أو يستغل من قبل الشركة.

مادة 84

يجب إنتاج النفط ومعالجته ونقله وتخزينه بطريقة تحول دون تعرضه للهدر، وتستثنى من ذلك بعض الظروف التي تبرر ذلك مثل الحرق والتنقيص أثناء الطوارئ وبشرط:
1- أن يتم اعلام المؤسسة به فور حدوثه
2- أو قبل ذلك إذا كان مبرمجاً.

مادة 85

على الشركة أن تتخلص من الأملاح أو المياه المصاحبة التي تنتج مع الزيت بإحدى الطرق التالية:

- أ- الحقن في الطبقة الأرضية التي انتجت منها أو أية طبقة أرضية أخرى يثبت تجانسها مع صخور وموائع تلك الطبقة.
- ت- أي طريقة أخرى مأمونة توافق عليها المؤسسة.

الباب السابع

مراقبة المكامن وأساليب التحكم

مادة 86

على الشركة في أقرب فرصة ممكنة، بعد الانتهاء من إجراء اختبار التدفق لبئر استكشافية أن تأخذ عينات لموائع المكامن، وذلك وفق أحدث الأساليب المستخدمة في أخذ عينات الموائع المنتجة من الآبار النفطية. كما يجوز للمؤسسة أن تطلب أخذ عينات لآبار حتى وإن كانت غير استكشافية.

مادة 87

على الشركة أن تقوم بتحليل العينات المطلوبة حسب الأساليب السائدة والمتبعة في صناعة النفط، وأن تقدم الى المؤسسة نتائج هذه التحاليل وتفسيراتها حول خصائص محتويات المكامن.

مادة 88

تلتزم الشركة بأن تجري مرتين في السنة على الأقل أعمال المسح لضغط قاع البئر لمجموعة مختارة من الآبار بكل حقل وذلك لمعرفة متوسط الضغط في الطبقة الحاوية، وأن تقدم هذه المسوحات إلى المؤسسة خلال (30) يوماً من إنجازها، وعلى الشركة أن تتخذ



Article 81

The company is prohibited from producing or using non-associated gas in gas domes intended to enhance reservoir energy unless:

- A. The company has fully utilized its available associated gas.
- B. NOC grants an exception upon reviewing a formal request from the company to produce or use non-associated gas.

Article 82

Gas may not be flared or vented without the approval of NOC. This condition applies strictly to normal operating conditions.

The company must intensify feasibility studies covering technical, economic, and environmental aspects to implement associated gas utilization projects in fields and ports. These projects should aim to:

- A. Generate electricity at these sites.
 - B. Pump gas to the nearest pipeline infrastructure.
- Also, the company must utilize solar energy in operational processes and in cathodic protection of pipelines whenever possible.

Article 83

NOC has the right to take, free of charge, any unused associated gas directly from the separator.

Article 84

Oil must be produced, processed, transported, and stored in a manner that prevents wastage. Exceptions apply in specific cases, such as flaring or venting during emergencies, provided that:

- A. NOC is informed immediately when such events occur.
- B. If planned, prior notification must be given.

Article 85

The company must dispose of salts and produced associated water using one of the following methods:

- A. Injection into the original producing formation or another formation compatible with its rock and fluids.
- B. Any other safe method approved by NOC.

Chapter Seven

Reservoirs Monitoring and Control Methods

Article 86

The company shall, as soon as possible after completing the flow test of an exploratory well, collect samples of reservoir fluids using the latest methods employed for obtaining fluid samples from oil wells. NOC may also request the collection of samples from wells even if they are not exploratory.

Article 87

The company shall analyze the required samples according to the prevailing methods used in the oil industry and shall submit to NOC

الإجراءات اللازمة لتصحيح الوضع بالنسبة للآبار التي تظهر مستويات ضغط غير عادية. ويجوز للمؤسسة أن تأمر بإقفال تلك الآبار إذا تبين لها أن الشركة لم تتخذ مثل هذا الإجراء.

مادة 89

بعد موافقة المؤسسة أو بطلب منها تقوم الشركة بالأعمال التالية: -
أ- إجراء عمليات الجس والاختبارات والتحليل التقليدية للآبار، وذلك ضمن النطاق المعقول.
ب- القيام بالمعايرة المطلوبة لمعداتها الدقيقة.
ج- إجراء اختبارات التدفق واختبارات الإنتاجية أو الحقن.

مادة 90

عند قيام الشركة بالإنتاج من ممكن ذي دفع مائي تلتزم الشركة بأن تقوم سنويا على الأقل أو عند طلب المؤسسة بقياس مواقع تماس الموائع والغاز باستخدام التقنيات الحديثة الخاصة لمجموعة مختارة من الآبار المنتجة توافق عليها المؤسسة، وأن تقدم إلى المؤسسة خلال 30 يوما من هذا القياس تفسيرها حول موقع التماس في الممكن. ويجوز للمؤسسة أن تطلب إجراء القياس كل ستة أشهر.

مادة 91

إذا رأت الشركة تجميع إنتاج عدة مكامن في بئر واحد يجب عليها أن تقدم طلبا إلى المؤسسة يتضمن المعلومات التالية:
1- الخرائط والمقاطع العرضية التي تبين تركيبة وسمك وحدود المكامن ومستويات تماس الموائع بها.
2- البيانات والدراسات المتعلقة بجيولوجية المكامن وصفاتها ومخزون احتياطي النفط بها وخصائصها وسيرة الإنتاج والحقن وطاقة الإنتاج والضغط السائدة في كل ممكن.
3- برنامج الإكمال لكل بئر.
4- دراسة للجدوى الاقتصادية للإنتاج المختلط من أكثر من طبقة منتجة عندما ترى الشركة أن الإنتاج الأحادي من طبقة واحدة غير اقتصادي.
5- اتخاذ كافة التدابير التي تضمن عدم انتقال وتداخل الموائع من طبقة إلى أخرى، وأن يتم قياس معدلات الإنتاج ومراقبة الموائع بطريقة مستقلة لكل طبقة على حدة.

مادة 92

تلتزم الشركة باختبار الطاقة الإنتاجية الكامنة لكل بئر باستخدام أسلوب الاختبار الموضح في الملحق (1)، وذلك مرتين في السنة على الأقل مع تقديم نتائج هذه الاختبارات إلى المؤسسة خلال 30 يوما من تاريخ إنجاز الاختبار.

مادة 93

تستمر الشركة في تطبيق معدل الإنتاج المسموح به إلى حين إعادة النظر فيه من قبل المؤسسة وذلك بعد الحصول على معلومات مكملة خلال فترة معقولة من الإنتاج وإجراء تقييم لسلوك الممكن.



the results of these analyses along with interpretations of the reservoir content's characteristics.

Article 88

The company is required to conduct bottom-hole pressure surveys for a selected group of wells in each field at least twice a year to determine the average pressure in the reservoir layer. These surveys must be submitted to NOC within thirty (30) days of completion. Additionally, the company must take necessary corrective actions for wells exhibiting abnormal pressure levels. If NOC determines that the company has not taken the necessary corrective measures, it may order the shutdown of those wells.

Article 89

Upon NOC approval or at its request, the company shall undertake the following activities:

- Conduct logging, surveying, testing, and standard well analyses within reasonable limits.
- Perform the necessary calibration of its precision equipment (instrumentation equipment).
- Carry out flow tests, productivity tests, or injection tests.

Article 90

When the company produces from a water-driven reservoir, it is required to measure the fluid and gas contact locations at least once a year or upon NOC request, using modern techniques for a selected group of producing wells approved by NOC. The company must submit its interpretation of the contact location in the reservoir to NOC within thirty (30) days of the measurement. NOC may also request that these measurements be implemented every six months.

Article 91

If the company decides to combine the production of multiple reservoirs in a single well, it must submit a request to NOC that includes the following information:

- Maps and cross-sections illustrating the composition, thickness, boundaries of the reservoirs, and fluid contact levels.
- Data and studies related to the geology of the reservoirs, their characteristics, oil reserves, production and injection history, production capacity, and the prevailing pressures in each reservoir.
- The completion program for each well.
- A feasibility study for mixed production from multiple producing layers when the company determines that single-layer production is not economically viable.
- Measures to ensure that fluid migration and interference between layers do not occur, along with independent measurement and monitoring of production rates and fluids for each layer separately.

مادة 94

تلتزم الشركة بأن تزود جميع الآبار المنتجة بأنابيب إنتاج لا يزيد قطرها الخارجي على (3.5) بوصة وأن يتم إنتاج هذه الآبار من خلال أنابيب الإنتاج هذه فقط ، ويجوز للمؤسسة أن تسمح بالإنتاج من خلال أنابيب إنتاج يزيد قطرها الخارجي على (3.5) بوصة بناء على طلب الشركة إذا ما تبين أن هذه الزيادة مقبولة من الناحية الفنية وتحقق جدوى اقتصادية أفضل .

مادة 95

لا يجوز البدء في إنتاج أي مكن أو الاستمرار في إنتاجه إلا بعد تزويد المؤسسة بتوقعات الإنتاج المثلث التي نصت عليها الدراسات الممكنة المعتمدة.

مادة 96

تكون الشركة مسئولة عن تسببها في أي نفايات وهدر النفط أو الغاز أو المياه العذبة وفق التشريعات النافذة.

مادة 97

يجب على الشركة في حالة الحاجة لتعديل معدل الإنتاج المسموح به ، تقديم طلب تفصيلي يتضمن المبرر الفني والإقتصادي الى المؤسسة الوطنية للنفط للإعتماد.

مادة 98

يجوز للمؤسسة أن تخفض معدل الإنتاج من النفط والغاز ، وذلك على النحو الآتي :-

- تحديد معدل الإنتاج المسموح به أخذاً في الاعتبار طلب السوق ومستوى الإنتاج العام للبي.
- توزيع معدل الإنتاج المسموح به على الآبار أو المكامن من خلال تطبيق معامل تخصيص مبني على طلب السوق وعلى المعدل الأساس المسموح به في إنتاج النفط.

مادة 99

يجوز للمؤسسة أن تحد من معدل الإنتاج للغاز من بئر أو من مكن غازي، وذلك بتحديد معدل الإنتاج اليومي أو الشهري أو السنوي المسموح به للبئر أو للمكن.

مادة 100

على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة تقاريراً سنوية حول أداء المكن وسلوكه وتقدير مخزونه واحتياطيه مصنعاً حسب الملحق رقم (7) ومعدل الإنتاج الأقصى الكفوء وطاقته الانتاجية الحالية.

مادة 101

على الشركة تبني مفهوم " الحقل الذي " و " البئر الذي " باستخدام التكنولوجيا الرقمية المتطورة المتاحة وتركيب المجسات الخاصة بكل الآبار والمعدات السطحية ووسائل الاتصال المناسبة لإنشاء نظام مراقبة آني لمتابعة وتقييم وتحليل كل مرحلة من مراحل



Article 92

The company is required to test the potential production capacity of each well using the testing method outlined in Appendix (1) at least twice a year and to submit the results of these tests to NOC within thirty (30) days from the test completion date.

Article 93

The company shall continue to apply the allowable production rate until it is reviewed by NOC, based on reservoir data obtained over a reasonable production period and an evaluation of reservoir behavior.

Article 94

The company must equip all producing wells with tubing that has an external diameter not exceeding 3.5 inches, and production from these wells shall be conducted exclusively through these tubes. However, NOC may permit production through tubing with an external diameter exceeding 3.5 inches upon the company's request, provided that such an increase is deemed technically feasible and offers better economic viability.

Article 95

No reservoir production may commence or continue unless NOC is provided with the optimal production forecasts as stipulated in the approved reservoir studies.

Article 96

The company shall be held responsible for any waste of oil, gas, or fresh water in accordance with applicable legislation.

Article 97

If the company needs to amend the allowable production rate, it must submit a detailed request to the NOC for approval, including the technical and economic justification for the modification.

Article 98

NOC may reduce the production rate of oil and gas as follows:

- When determining the allowable production rate, taking into account market demand and the overall Libyan production level.
- By distributing the allowable production rate across wells or reservoirs through the application of an allocation factor based on market demand and the baseline allowable oil production rate.

Article 99

NOC may impose restrictions on the gas production rate from a well or a gas reservoir by setting a allowable daily, monthly, or annual production rate for the well or reservoir.

العملية الإنتاجية من خلال لوحة تحكم واحدة مركزية وصولاً لتحقيق أقصى معدلات للإنتاج.

الاسترداد الإضافي

مادة 102

تلتزم الشركة باتباع الأساليب المثلى المعمول بها والسائدة في صناعة النفط والغاز في مجال استرداد أكبر كمية ممكنة من النفط والغاز والمكثفات من الحقول التي تديرها، وذلك باستعمال أحدث ما وصلت إليه تقنيات الاسترداد الإضافي ضمن الحدود الاقتصادية.

مادة 103

يحق للمؤسسة أن تطلب من الشركة القيام بعمليات الاسترداد الإضافي في أي من المكامن المنتجة من قبلها وذلك بعد إجراء الدراسات الفنية وتحديد الجدوى الاقتصادية.

مادة 104

على الشركة القيام بأعمال الاسترداد الإضافي من الطبقة الحاوية عندما يكون ذلك مقبولاً من الناحيتين الفنية والاقتصادية فقط. ويجوز للمؤسسة أن تأمر الشركة بإيقاف الإنتاج من طبقة حاوية إذا لم تراعى الأحكام الواردة في هذه اللائحة.

مادة 105

يحق للمؤسسة أن تطلب من الشركة القيام بعملية تدوير الغاز لتعزيز الاسترداد الأقصى في مكامن يحتوي على غاز ناشئ عن التكاثف العكسي إذا أثبتت الدراسات أن هذا الأسلوب يحقق أعلى مردود اقتصادي.

مادة 106

في حالة إجراء عمليات الحقن بغرض تعزيز الاسترداد الإضافي يشترط أخذ موافقة المؤسسة بناء على طلب من الشركة مرفق بالمعلومات التالية:

- خرائط تبين مواقع الآبار المنجزة حالياً، والمواقع المقترحة لآبار الحقن والطبقات التي سيتم فيها الحقن وآبار الإنتاج الإضافية.
- خرائط تبين تركيبة المكامن وخطوط السمك المتساوي وخطوط الضغط المتساوي وتوزيع معامل النفاذية بالمكامن.
- جداول تبين سلوك الإنتاج لكل بئر.
- تفاصيل تتعلق بخصائص المواد المزمع حقنها ومصدرها ومعدلات الحقن اليومي منها وضغوط رؤوس آبار الحقن.
- المخزون الأصلي بالمكامن ونسبة الاسترداد المتوقع بواسطة نظام الإنتاج الحالي والمسترد عند تنفيذ البرنامج المقترح.
- معدلات الإنتاج المستقبلية بموجب نظام الاستنفاد الحالي والنظام المقترح.
- تفاصيل حسابات الاسترداد المتنبئ به بما فيه نتائج الاختبارات الخاصة لمواقع المكامن ونتائج برامج الإنتاج التجريبي.
- الجدوى الاقتصادية للمشروع المقترح.



Article 100

The company must submit annual reports to NOC regarding the reservoir, its behavior, estimated reserves, and classified performance according to Appendix (7), along with the maximum efficient production rate and current production capacity.

Article 101

The company must adopt the concept of a "Smart Field" and "Smart Well" by utilizing advanced digital technology and installing specialized sensors for all wells, surface equipment, and appropriate communication systems. This will enable the

creation of a real-time monitoring system for tracking, evaluating, and analyzing every stage of the production process through a single centralized control panel, ultimately aiming to achieve maximum production efficiency.

Enhanced Recovery

Article 102

The company shall be committed to applying the best industry practices and standards in the oil and gas sector to recover the maximum possible amount of oil, gas, and condensates from the fields it operates, using the latest enhanced recovery technologies within economic limits.

Article 103

NOC has the right to request the company to carry out additional recovery operations in any of its producing reservoirs based on sound technical & economic feasibility studies .

Article 104

The company shall carry out enhanced recovery operations from the reservoir layer only when it is both technically and economically viable. NOC may order the company to cease production from a reservoir layer if the provisions of these regulations are not adhered to.

Article 105

NOC has the right to request the company to conduct gas recycling operations to maximize recovery in a reservoir containing gas resulting from retrograde condensation, provided that studies demonstrate that this method achieves the highest economic return.

Article 106

In the case of injection operations for enhanced recovery, the company must obtain prior approval from NOC by submitting a request that includes the following information:

مادة 107

يحظر على الشركة استعمال المياه العذبة في عمليات الحقن إلا بعد الحصول على الموافقة المسبقة من المؤسسة. وتعطى الأولوية للمياه المصاحبة للنفط للاستخدام في عمليات الحقن وفي حالة عدم توفر الكميات المطلوبة للحقن فعلى الشركة ضمان حصول موافقة المؤسسة على استخدام مصادر مياه بديلة لتعويض النقص، وفي كل الأحوال يجب إثبات تجانس هذه المياه مع صخور وموائع المكن.

مادة 108

على الشركة أن تقدم إلى المؤسسة تقريراً شهرياً يبين الكميات المحقونة والمنتجة خلال الشهر والمنتجة على أساس تراكمي، مع البيانات والدراسات المتعلقة بضغط المكن وبأداء البئر وأية معلومات لها علاقة بأداء مشروع الاسترداد الإضافي وفق الملحق رقم (7).

مادة 109

على الشركة أن تقدم للمؤسسة عندما تبدأ عملية الحقن تقريراً شهرياً يوضح مقدار الموائع التي أنتجت وتم حقنها خلال الشهر، وكذلك المجموع التراكمي لهذه الموائع، وعليها أن تقدم تقريراً شهرياً عن ضغط الحقن وضغط الطبقة الحاوية والتغيرات التي طرأت على الضغط في هذه الطبقة إن وجدت بالمقارنة مع الوضع السابق.

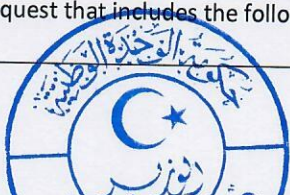
إنتاج الحقول المشتركة

مادة 110

إذا أظهرت معلومات أولية احتمالية امتداد الطبقة الحاوية في منطقة تخص أكثر من شريك، فإن للمؤسسة الحق في طلب إجراء الدراسات الفنية اللازمة عن طريق طرف ثالث مستقل، وفي حالة تأكيد امتداد هذه الطبقة فعلى أصحاب العلاقة الشروع في إبرام إتفاقية التوحيد استناداً إلى نتائج ومخرجات هذه الدراسات وإعداد برنامج تطويري موحد لهم وفي مدة لا تتجاوز سنة بما يضمن تحقيق أفضل استغلال لتلك الطبقة وفقاً للأصول الصحيحة السائدة في حقول النفط والغاز باعتبار أن الطبقة المذكورة تمثل حقلاً واحداً.

مادة 111

إذا تعذر الوصول إلى إتفاقية التوحيد للتجمعات الهيدروكربونية المشتركة خلال الفترة المذكورة بالمادة السابقة توجه المؤسسة إشعاراً إلى الأطراف المعنية بضرورة التوصل إلى إتفاقية التوحيد خلال فترة لا تتجاوز ستة أشهر بعدها يحق للمؤسسة أن تحدد أحكام وشروط التوحيد، كما تحدد موعداً لوضع هذا الاتفاق حيز التنفيذ وتقدمها إلى الوزارة لاعتمادها حيث تكون ملزمة لجميع الأطراف.



- Maps showing the locations of existing wells, proposed injection wells, the layers where injection will occur, and additional production wells.
- Maps displaying the reservoir composition, isopach maps, pressure distribution maps, and permeability distribution within the reservoir.
- Tables illustrate the production behavior of each well.
- Details regarding the properties of the injected materials, their source, daily injection rates, and injection wellhead pressures.
- The original-in-place reserves and the expected recovery rate under the current production system compared to the recovery rate projected upon implementation of the proposed program.
- Future production rates under the current depletion system and the proposed system.
- Detailed recovery forecasts, including the results of special reservoir fluid tests and experimental production programs.
- The economic feasibility of the proposed project.

Article 107

The use of fresh water for injection operations is prohibited unless prior approval is obtained from NOC. Priority shall be given to using water produced from oil operations for injection purposes. If the required quantities for injection are unavailable, the company must secure NOC approval for the use of alternative water sources to compensate for the shortage. In all cases, the compatibility of the injected water with the reservoir rocks and fluids must be demonstrated.

Article 108

The company must submit a monthly report to NOC detailing the injected and produced quantities for the month, as well as cumulative production figures. The report must include reservoir pressure data, well performance analysis, and any other relevant information concerning the performance of the enhanced recovery project in accordance with Appendix (7).

Article 109

The company must submit a monthly report to NOC upon the commencement of injection operations. This report shall detail the volume of fluids produced and injected during the month, as well as the cumulative total of these fluids. Additionally, the company must provide a monthly report on injection pressure, reservoir layer pressure, and any observed changes in pressure within the reservoir layer compared to previous conditions.

Joint Field Production/ Reservoir Unitization

Article 110

If preliminary information indicates the potential extension of the containing layer into an area belonging to more than one partner, NOC has the right to request the necessary technical studies to be conducted by an independent third party. If the extension of this

الباب الثامن خطوط الأنابيب

مادة 112

تلتزم الشركة بتصميم وإنشاء خطوط أنابيب النفط والغاز ومنتجاتهما حسب أحدث المواصفات المعتمدة لدى المؤسسة، كما عليها أن تقدم المعلومات الآتية إلى المؤسسة:

- بيان يحدد الغرض من إنشاء خط الأنابيب ونوعية المواد المنقولة عبره.
- مواصفات الأنبوب من حيث قطره وسمكه ومواد صناعه وضغط التشغيل الأقصى.
- مخطط أو مخططات تبين:

أ- خريطة المسار المقترح لخط الأنابيب بالمقياس المناسب مبينا عليها اتجاه التدفق ومواقع المباني المأهولة والمنشآت الاقتصادية والخدمية القائمة والمناطق الأثرية والمقابر.

ب- مواضع تغير القطر الخارجي للأنبوب.

ت- مواقع أية منشآت أو أداة تثبيت أو منحنيات تمدد.

ث- مواقع أي خطوط أنابيب أو كوابل أو غيرها من المنشآت التي تعبر المسار المقترح أو المتاخمة له وكذلك أسماء مالكي خطوط تلك الأنابيب وخطوط الكوابل أو الإنشاءات.

ج- طوبوغرافية مسار خط الأنابيب بعرض 30 متراً على كل جانب من مسار الخط بما فيها الجداول ومجاري السيول.

ح- تفاصيل المناطق التي يعبر الخط فيها الطرق الرئيسية ومجاري المياه وخطوط الأنابيب الأخرى وتحديد ملكيات هذه المناطق سواء خاصة أو عامة.

خ- مواقع وأوصاف محطات الضخ وصمامات الأمان ومعدات كشف ومراقبة التآكل.

4- إذا كان من المزمع نقل موائع آكلة في خط الأنابيب فإنه يتوجب توفير وصف لإجراءات الحماية من التآكل الداخلي مع بيان مواقع أنظمة الحماية والمراقبة.

5- المنظومات المقترحة للاتصالات والتحكم وجمع البيانات.

6- وصف الأسلوب المزمع إتباعه في اختبارات خط الأنابيب

مادة 113

يجب على الشركة أن تضع إجراءات فعالة لمكافحة التلوث ومنعه على طول مسار الخط وفقاً لأحدث الأساليب المتبعة والسائدة في صناعة النفط والغاز.

مادة 114

يجب وضع علامات تحذيرية على مسافات معقولة على طول امتداد خطوط الأنابيب المدفونة وعند تقاطعها مع الطرق والسكك الحديدية وخطوط المياه والكهرباء والاتصالات السلكية كما يجب توفير طريق سالكة بمحاذاة الأنبوب، وفي حالة ربط خطوط الأنابيب ببعضها تقدم خرائط تفصيلية للمؤسسة تبين مواقع الربط واتجاه تدفقها.

مادة 115

قبل تشغيل أي خط أنابيب لأول مرة بعد إنشائه يجب أن يمر بمراحل اختبارات وفقاً لأحدث أساليب الاختبار المعمول بها عالمياً،

layer is confirmed, the relevant stakeholders must initiate the process of concluding a unitization agreement based on the results and findings of these studies. They must also develop a unified development program within a period not exceeding one year, ensuring the optimal utilization of the reservoir in accordance with best practices prevailing in the oil and gas industry, considering that the mentioned layer constitutes a single field.

Article 111

If a unitization agreement for the shared hydrocarbon accumulations cannot be reached within the period specified in the previous article, NOC shall issue a notice to the concerned parties, requiring them to finalize the agreement within a maximum period of six months. If no agreement is reached within this timeframe, NOC shall have the right to determine the terms and conditions of unitization, set a date for its implementation, and submit it to the Ministry for approval, making it binding on all parties.

Chapter Eight Pipelines

Article 112

The company is committed to designing and constructing oil and gas pipelines and their derivatives according to the latest specifications approved by NOC. Additionally, the company must provide the following information to NOC:

1. A statement specifying the purpose of constructing the pipeline and the type of substances transported through it.
2. Pipe specifications, including diameter, thickness, manufacturing materials, and maximum operating pressure.
3. A plan(s) showing:
 - A. A map of the proposed pipeline route at the appropriate scale, indicating the direction of flow and the locations of inhabited buildings, existing economic and service facilities, archaeological areas, and cemeteries.
 - B. Places where the outer diameter of the pipe changes.
 - C. Locations of any facilities, fixing tools, or expansion curves.
 - D. Locations of any pipelines, cables, or other facilities that cross the proposed route or are adjacent to it, as well as the names of the owners of those pipelines, cable lines, or structures.
 - E. Topography of the pipeline route with a width of 30 meters on each side of the line, including streams and flood paths.
 - F. Details of areas where the pipeline crosses main roads, waterways, and other pipelines, and identification of the ownership of these areas, whether private or public.
 - G. Locations and descriptions of pumping stations, safety valves, and corrosion detection and monitoring equipment.
4. If corrosive fluids are to be transported in the pipeline, a description of the internal corrosion protection procedures

وأن تُبلغ المؤسسة عن أي خلل أو عطب جوهري يظهر أثناء الاختبارات.

كما يجب على الشركة أن تقوم بإجراء المعاينة الدورية خلال التشغيل على فترات معقولة وأن تقدم نسخة من نتائج المعاينة إلى المؤسسة.

مادة 116

تلتزم الشركة بإتباع دليل تشغيل وصيانة خطوط أنابيب السوائل والغاز المعتمد من المؤسسة، على أن يتضمن هذا الدليل إجراءات الكشف على التسرب وطرق منعه وإصلاحه.

مادة 117

يجب على الشركة أن تبلغ المؤسسة فوراً عن أي تسرب أو ضرر جوهري تتعرض له خطوط الأنابيب أو المجمعات الخاصة بها (مواقع التقائها) وأن تقدم تقريراً مفصلاً يبين الوقت الذي حدث فيه الضرر أو التسرب وكمية المفقود من الشبكة وسبب حدوث الضرر وطريقة إصلاحه ومدى تأثيره على البيئة والأفراد والممتلكات وطرق معالجة آثاره والإجراءات التي اتخذت لمنع تكراره. كما يجب على الشركة وبصورة فورية اتخاذ كافة الإجراءات الفنية اللازمة لإيقاف التسرب وإصلاح الضرر والعمل على ما يمكن استرجاعه من الكميات المتسربة ومعالجة وإعادة تأهيل الموقع المتضرر وإحالة تقرير بالخصوص إلى المؤسسة.

مادة 118

يجب تصميم خطوط الأنابيب لنقل النفط والغاز بالمناطق البحرية بأمان في ظل أقصى الظروف البيئية وظروف التشغيل والتحميل خلال عمر المنشأة البحرية.

مادة 119

يجب أخذ موافقة المؤسسة على مواصفات الإنشاء والمسار المقترح لشبكة الخطوط البحرية، وكذلك موقع التقائها باليابسة من أجل تفادي كافة الأخطار التي يمكن أن تسبب أضراراً للأفراد أو المنشآت أو الشواطئ أو البيئة.

مادة 120

يجب تجهيز خطوط الأنابيب بنظام غلق يضمن عزل الجزء الأكبر منها عند الطوارئ كما يجب تزويدها بنظام الإرسال والاستقبال لأجهزة التنظيف الداخلي والمعايرة بشكل دوري ومستمر.

مادة 121

يجب حماية جميع شبكات خطوط الأنابيب من التآكل الداخلي والخارجي طبقاً لأحدث الأساليب العلمية المعمول بها في صناعة النفط والغاز. كما يجب اختبار الشبكات الحديثة قبل تشغيلها طبقاً لأحدث أساليب الاختبارات الخاصة بشبكات الأنابيب.

مادة 122

يجب على الشركة الالتزام بالدليل المعتمد من المؤسسة، والذي يتضمن المتطلبات الخاصة بالتجهيز والتشغيل والصيانة والمعاينات الدورية لشبكات الخطوط البرية والبحرية.

must be provided, indicating the locations of the protection and monitoring systems.

5. Proposed systems for communications, control, and data collection.
6. A description of the method to be followed in pipeline tests.

Article 113

The company must implement effective procedures to combat and prevent pollution along the pipeline route, following the latest sound methods and principles prevalent in the oil and gas industry.

Article 114

Warning signs must be placed at reasonable distances along the buried pipelines and at intersections with roads, railways, water, electricity, and wired communications lines. A passable road must be provided along the pipeline. In the event that pipelines are connected to each other, detailed maps must be provided to the showing the locations of the connections and the direction of flow.

Article 115

Before operating any pipeline for the first time after its construction, it must pass through testing stages in accordance with the latest testing methods applied globally, and NOC must be notified of any defect or substantial damage that appears during the tests. The company must also conduct periodic inspection during operation at reasonable intervals and submit a copy of the inspection results to NOC.

Article 116

The company is committed to following the operation and maintenance manual for liquid and gas pipelines approved by NOC provided that this manual includes procedures for detecting leaks and methods for preventing and repairing leaks.

Article 117

The company must immediately notify NOC of any leakage or substantial damage to its pipelines or facilities (connection points). A detailed report must be provided, including the time the damage or leakage occurred, the amount lost from the network, the cause of the damage, the repair method, and the impact on the environment, persons, and property. The report should also describe the methods used to address the effects and the measures taken to prevent recurrence. Furthermore, the company must take all necessary technical actions to stop the leakage, repair the damage, recover as much of the lost quantity as possible, restore and rehabilitate the affected site and submit a report to NOC.

Article 118

Pipelines designed to transport oil and gas in marine areas must be constructed to ensure safety under the most extreme environmental conditions and operating and loading conditions throughout the lifespan of the offshore facility.

مادة 123

على الشركة أن تُعِد وتقدم إلى المؤسسة خرائط الإنشاء النهائي التنفيذية لشبكات الأنابيب وتسهيلات عند البدء في التشغيل.

الباب التاسع المحافظة على البيئة

مادة 124

تلتزم الشركات العاملة بالدولة الليبية في الأنشطة النفطية والغازية بالتقيد بنصوص التشريعات الوطنية النافذة والمعايير والمواصفات المعتمدة من المؤسسة، وحسب الأسس السليمة في الصناعة النفطية والاتفاقيات والمعاهدات الدولية التي تكون الدولة الليبية طرفاً فيها والخاصة بالمحافظة على البيئة، بحيث يتضمن ذلك جميع الأنشطة منذ بداية الاستكشاف وحتى الوصول إلى أعمال التصدير، كما تعتبر الشركات ملزمة بتنفيذ ما ذكر أعلاه على أن تقوم بتقديم تقارير دورية بذلك للمؤسسة.

مادة 125

تلتزم الشركة بمعالجة المخلفات والنفايات بجميع أنواعها والناجمة عن جميع الأنشطة النفطية والغازية والتخلص منها بالطرق البيئية العلمية الآمنة المعتمدة محلياً ودولياً بحيث لا تؤثر على النظام البيئي المحيط وسلامة الأفراد.

مادة 126

لا يُسمح للشركة أن ترمي إلى البحر ما تتخلص منه من مواقع الحفر وفتات الحفر الصخري والمياه الملوثة والزيتية أو غيرها من النفايات بنسب تزيد على المقادير التالية: -
أ- مياه ملوثة بالنفط بمقدار 15 ملليجرام من الزيت للتر الواحد (15 ppm) بحد أقصى، ولا يجب تعديل هذا المعيار إلا بموافقة المؤسسة.
ب- فتات الحفر الصخري بمقدار 100 جرام من الزيت لكل كيلو جرام واحد من فتات الصخر الجاف.

مادة 127

على الشركة عند إنجاز أي بئر أو تعليق العمل فيه أو هجره، أن تنظف المنطقة من الركام وتتخلص منه في موقع مخصص لرمي الركام وأن تعيد ردم كافة الحفرات، وأن تعيد المنطقة إلى أقرب ما تكون عليه في حالتها الأصلية.

مادة 128

لا يسمح برمي المعدات في البحر إلا في حالات الطوارئ وينبغي عندها على الشركة أن تبلغ المؤسسة عن موقع المعدات المرمية وأوصافها مع تحديد حالة الطوارئ التي أدت إلى رميها. وتحمل الشركة كافة المسؤوليات المترتبة على ذلك.



Article 119

NOC approval must be obtained on the construction specifications and the proposed route of the marine pipeline network, as well as the location of its meeting with land in order to avoid all risks that could cause harm to individuals, facilities, beaches or the environment.

Article 120

Pipelines must be equipped with a closure system that ensures isolation of the largest part of the pipelines in emergency situations. They must also be provided with a system for sending and receiving internal cleaning devices and calibrating them periodically and continuously.

Article 121

All pipeline networks must be protected from internal and external corrosion according to the latest scientific methods applied in the oil and gas industry. Modern networks must also be tested before operating them according to the latest testing methods for pipeline networks.

Article 122

The company must adhere to the manual approved by NOC, which includes the specific requirements for the preparation, operation, maintenance, and periodic inspections of both land and marine pipeline networks.

Article 123

The company must prepare and submit to NOC the final execution maps for the pipeline networks and their facilities upon commencing operation.

Environmental Preservation

Article 124

Companies operating in the State of Libya in oil and gas activities must comply with the provisions of applicable national legislation and the standards and specifications approved by NOC. They must also adhere to best practices in the oil industry and abide by international agreements and treaties related to environmental

preservation, to which the Libyan state is a party. This commitment applies to all activities, from the beginning of exploration to export operations. Furthermore, companies are required to implement these obligations and submit periodic reports to NOC.

Article 125

Companies must treat and dispose of all types of waste and debris resulting from oil and gas activities in accordance with safe and scientifically approved environmental methods, both locally and

مادة 129

تلتزم الشركات المشغلة بعدم استعمال سواكل الحفر ذات الأساس الزيتي، وذلك تفادياً للأضرار البيئية، وتستثنى من ذلك بعض الحالات الخاصة، بشرط الموافقة المسبقة من المؤسسة، وبعد أخذ كافة التدابير والاحتياطات اللازمة للمحافظة على البيئة.

مادة 130

يجب أن تتقيد وحدات المصافي النفطية والبتروكيماويات العاملة بالدولة الليبية بالتشريعات الوطنية النافذة والاتفاقيات والمعاهدات الدولية التي تُعد الدولة الليبية طرفاً فيها بخصوص المحافظة على سلامة البيئة من التلوث برّاً وبحراً وجواً.



internationally. Disposal practices must not negatively impact the surrounding ecosystem or endanger people.

Article 126

Companies from disposing of drilling site waste, rock cuttings, polluted or oily water, or any other waste into the sea in amounts exceeding the following limits:

- A. Oil-contaminated water must not exceed 15 milligrams of oil per liter (15 ppm). Any modifications to this standard require prior approval from NOC.
- B. Rock cuttings must not contain more than 100 grams of oil per kilogram of dry rock debris.

Article 127

Upon completing, suspending, or abandoning a well, the company must clear the area of debris and dispose of it in a designated waste site. Additionally, all excavations must be refilled, and the area must be restored as closely as possible to its original condition.

Article 128

Equipment may not be discarded into the sea except in emergency situations. In such cases, the company must notify NOC, providing the location, description, and the circumstances leading to the disposal. The company shall bear full responsibility for any consequences arising from such actions.

Article 129

Operating companies are prohibited from using oil-based drilling fluids to prevent environmental damage. Exceptions may be granted in special cases, provided that prior approval is obtained from NOC and all necessary environmental protection measures are taken.

Article 130

All oil refining and petrochemical units operating in Libya must comply with national legislation and international agreements and treaties to which Libya is a party, ensuring the protection of the environment from pollution on land, at sea, and in the air.



Appendix (1) Well Testing and Flow Rates Flow tests are conducted for every oil & gas well, whether exploratory, appraisal, or development, with minimal waste, following petroleum engineering methods and standards as determined by reservoir engineering studies approved by the NOC. A report is then prepared, containing interpretations of productivity indicators, permeability, flow restrictions, the accumulated pressure gradient curve, and the maximum production rate. Two copies of this report are submitted to NOC.	الملحق (1) اختبار الآبار ومعدلات التدفق تجرى اختبارات التدفق لكل بئر نفطي سواء كان إستكشافيا أو تحديديا أو تطويريا وبأقل درجة من الهدر وفق طرق ومعايير الهندسة النفطية وبما يتم تحديده من خلال دراسات الهندسة المكمية المعتمدة من المؤسسة الوطنية للنفط. ويتم إعداد تقرير يحتوي تفسيرات دليل الانتاجية والنفاذية ومؤشرات عوائق الانسياب ومنحنى تدرج الضغط المتراكم ومعدل الإنتاج الاقصى وتزود المؤسسة الوطنية للنفط بنسختين من هذا التقرير.
Appendix (2.A) Request for permission to drill a well The following information shows the minimum requirements of the National Oil Corporation for obtaining a permit to drill exploratory and developmental wells: 1. Well Data: • Well name • Well classification • Well coordinates • Drilling area • Drilling contractor • Rig number • Rig technical specifications. • Rig inspection certificates. • Drilling purpose. • Geological predictions • Depths of geological layers • Expected final depth • Expected date of drilling start 2. Main Drilling Elements: • Well schematic drawing • Casing program • Drilling fluids program • Drilling pipe and wellhead program • Casing cementing program • Drill Bits program • Drilling recording program • Electrical Logging program • Core and rock cuttings sampling program • Well testing program 3. Drilling procedures 4. Well completion program 5. Emergency program 6. Drilling cost estimates 7. Well completion cost estimates 8. A graph of drilling operations progress expectations 9. Expected problems during drilling	الملحق (2-أ) طلب إذن لحفر بئر المعلومات الآتية تعتبر الحد الأدنى لمتطلبات المؤسسة الوطنية للنفط لأجل الحصول على إذن لحفر الآبار الاستكشافية والتطويرية: 1. نبذة عن بيانات البئر: • اسم البئر • تصنيف البئر • إحداثيات البئر • منطقة الحفر • مقاول الحفر • رقم الحفارة • المواصفات الفنية للحفارة. • شهادات فحص الحفارة. • الهدف من حفرة • التكهّنات الجيولوجية • أعماق الطبقات الجيولوجية • العمق النهائي المتوقع • تاريخ توقع بدء الحفر 2. عناصر الحفر الرئيسية: • رسم تخطيطي للبئر • برنامج أنابيب التغليف • برنامج سواحل الحفر • برنامج أنابيب الحفر ورأس البئر • برنامج تسميت أنابيب التغليف • برنامج رؤوس الحفر • برنامج تسجيلات خصائص الحفر • برنامج تسجيلات السرود الكهربائية. • برنامج العينات اللبية والمقتطفات الصخرية • برنامج اختبارات البئر 3. خطوات الحفر 4. برنامج إكمال البئر 5. برنامج الطوارئ 6. تقديرات تكاليف الحفر 7. تقديرات تكاليف إكمال البئر 8. رسم بياني لتوقعات سير عمليات الحفر مع الزمن 9. المشاكل المتوقعة خلال الحفر



Attachments: 1. A map showing the location of the well. 2. A Structural map showing the depths of the targeted reservoir. 3. A contour map showing the distribution of reservoir thickness 4. Structural map at the reservoir surface level 5. Geological cross sections across the well site including nearby wells. 6. Seismic cross sections across the well site including nearby wells.	المرفقات - : 1. خريطة تبين موقع البئر. 2. خريطة تركيبية تبين أعماق المكن المستهدف. 3. خريطة كنتورية تبين توزيع سمك المكن 4. خريطة تركيبية على مستوى سطح المكن 5. مقاطع عرضية جيولوجية عبر موقع البئر متضمنة الآبار القريبة. 6. مقاطع عرضية سيزمية عبر موقع البئر متضمنة الآبار القريبة.
Appendix (2.B) Request for a Well Workover Permission	الملحق (2-ب) طلب إذن ترميم بئر
• Well No.: • Contract Area: • Rig Type & No.: • Contractor: 1. Well Data: • Well Status: • Cost Center: • Perforation Area: • Well Behavior Information: • Casing & Tubing Data: • Latest down hole survey readings: • Latest Well Flow Test Data: 2. Well Workover Program Objectives: 3. Attachments: • Workover Program. • Well Location map. • Well schematic drawing before and after implementing the workover program. • Pump efficiency and capacity schematic diagram. • A detailed statement of cost estimates. • Well head schematic diagram. • Reservoir electrical logs.	• رقم البئر: • منطقة العقد: • نوع الحفارة ورقمها: • المقاول: 1. بيانات البئر: • حالة البئر: • مركز التكلفة: • منطقة التخريم: • معلومات عن سلوك البئر: • بيانات أنابيب التغليف والانتاج: • أحدث قراءات لمسوحات قاع البئر : • بيانات أحدث اختبار تدفق البئر: 2. أهداف برنامج صيانة البئر: 3. المرفقات : • برنامج الصيانة. • خريطة موقع البئر. • رسم تخطيطي للبئر قبل وبعد تنفيذ برنامج الصيانة • رسم تخطيطي لكفاءة وقدرة المضخة. • بيان تفصيلي لتقديرات التكلفة. • رسم تخطيطي لرأس البئر. • السرود الكهربائية للمكن.
Appendix (2.C) Final Drilling Report	الملحق (2-ج) التقرير النهائي للحفر
The following data is the minimum information required by the National Oil Corporation from operating companies upon completion of drilling exploratory or delineation wells. The Corporation may request some of the information mentioned below when drilling development or exploitation wells in fields that have	البيانات الآتية هي الحد الأدنى من المعلومات التي تطلبها المؤسسة الوطنية للنفط من الشركات العاملة عند الانتهاء من حفر آبار استكشافية أو تحديدية. وللمؤسسة أن تطلب بعض المعلومات المذكورة أدناه عند حفر آبار تطويرية أو استغلالية في حقول وصلت حالتها إلى درجة متقدمة في التطوير:

reached an advanced stage of development:

1. Data related to the well.

- Name of the well, its location and coordinates
- Type and classification of the well
- Contract block number
- Drilling Objective
- Target final depth
- Name of the drilling contractor
- Type and number of the rig
- Height of the drilling platform above sea level and height of the ground surface above sea level.
- Drilling start date
- Drilling end date
- Final well status

2. A brief overview of well operations activity

3. Drilling data

- Degree of well inclination across drilling stages
- Casing operations data
- Drilling fluids data
- Drill bits and core cutting heads data
- Well logs data
- Drilling mud logs data
- Well tests and the results
- Problems that occurred during drilling operations

4. Geological information

- Depths of identified layers.
- Drilling samples collection system and preservation methods.
- Core, description and preservation methods.
- Statement of drilling sample description records along the well drilling period.
- A table comparing geological predictions with actual data.
- Seismic data through well depths (VSP).
- Target reservoir evaluation.
- Final well log data.
- Evaluation of the final well log data.

5. Well Completion Data

- Schematic drawing shows the final shape of the well.
- Well completion status and type
- Reservoir perforation program
- Final drilling graph over the drilling period
- Detailed well cost statement

1. بيانات البئر.

- اسم البئر وموقعه واحداثياته
- نوع وتصنيف البئر
- رقم قطعة العقد
- المستهدف من الحفر
- العمق النهائي المستهدف
- اسم مقاول الحفر
- نوع الحفارة ورقمها
- ارتفاع منصة الحفر عن مستوى سطح البحر وارتفاع سطح الأرض عن مستوى سطح البحر.
- تاريخ بدء الحفر
- تاريخ انتهاء الحفر
- حالة البئر النهائية

2. نبذة مختصرة عن نشاط عمليات البئر

3. بيانات الحفر

- درجة ميل البئر عبر مراحل الحفر
- بيانات عمليات التغليف بيانات سوائل الحفر
- بيانات رؤوس الحفر ورؤوس قطع اللب الصخري
- بيانات تسجيلات سرود البئر
- بيانات تسجيلات طينة الحفر
- اختبارات البئر ونتائجها
- المشاكل التي حدثت أثناء عمليات الحفر

4. معلومات جيولوجية

- أعماق الطبقات المعروفة
- نظام جمع عينات الحفر وطرق حفظها
- اللب الصخري، وصفه وطرق حفظه
- بيان تسجيلات وصف عينات الحفر على مسار حفر البئر
- جدول مقارنة التنبؤات الجيولوجية مع البيانات الواقعية
- بيانات سيزمية عبر أعماق البئر (VSP)
- تقييم المكنم المستهدف
- البيانات النهائية لسرود البئر
- البيانات النهائية لسرود البئر التقييمية

5. بيانات اكمال البئر

- رسم تخطيطي يبين الشكل النهائي للبئر.
- حالة اكمال البئر ونوعها
- برنامج تثقيب المكنم
- الرسم البياني النهائي لعمليات الحفر عبر فترة الحفر
- بيان تفصيلي لتكلفة البئر



ملحق رقم (3) Appendix No.- (3)

التقرير الشهري لإنتاج الحقول – Fields Daily Production Report

السنة (Year) ::

الشهر (Month) :

الشركة (Company) ::

[illegible]

التقرير اليومي لإنتاج الحقول / Daily Field Production Report

الشركة (Company) ::

Monthly Well Test Report / للآبار المنتجة / تقرير الاختبار الشهري

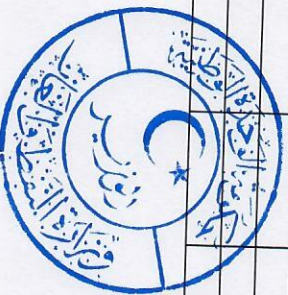
١٢٤

الشهر (Month) :

الحقل (Field) :

القطعة (Block) :

∴ (Company) 45.

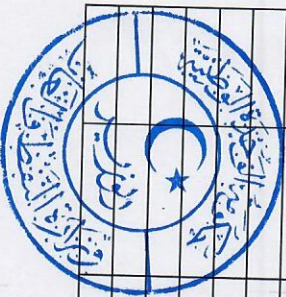
[illegible]

ملحق رقم (8) Appendix No. (8)

Reserves and Reservoir Pressures at the Beginning of the Current Year / الاحتياطي و ضغط المكامن عند بداية السنة الحالية

السنة (Year) ::

الشركة (Company) ::

[illegible]

Appendix No. (9)
General Definitions of the Concept of Oil and Gas Reserve

Reserve:

It is the portion of hydrocarbons that can be recovered from its original storage area, either through the reservoir's natural performance, enhanced recovery methods, or both.

Reserves are classified as follows:

1. Proven Reserves (Established by Technical Means):

This refers to the quantity of hydrocarbons that engineering and geological data indicate, with a high degree of accuracy, can be recovered from the reservoir under existing economic conditions and operational activities. These reserves include:

- A. Reserves determined within areas defined by wells, as well as reserves that can be obtained from locations within areas identified by geophysical, geological, and engineering data, provided there are no reasonable doubts about their productivity.
- B. Reserves recoverable from hydrocarbon-bearing formations that have been confirmed through production testing but have not yet been developed for production.
- C. Reserves obtainable through the successful implementation of enhanced recovery methods that have been previously applied, based either on pilot test results or actual practices in geologically similar reservoirs.

Based on this classification, proven reserves are further divided into:

1.A Developed Proven Reserves:

These are proven reserves that are currently being exploited through existing wells, natural reservoir outlets, and production facilities.

1.B Undeveloped proven reserve:

A proven reserve that has not been exploited due to the absence of wells, the lack of natural

الملحق رقم (9)
تعريف عامة لمفهوم احتياطي النفط والغاز الاحتياطي

الإحتياطي :

هو الجزء الذي يمكن استرداده من الهيدروكربونات من منطقة اختزانها الأصلية وذلك إما بالأداء الطبيعي الذاتي للطبقة الحاوية أو بوسائل استرداد إضافية أو كلاهما.

ويُقسم الاحتياطي كالتالي:

1 - احتياطي ثبت وجوده بالوسائل التقنية:

وهو كمية الهيدروكربونات التي تدل المعلومات الهندسية والجيولوجية بدرجة عالية من الدقة أنه يُمكن استردادها من الطبقة الحاوية في ضوء الظروف الاقتصادية وأنشطة العمليات القائمة، ويشمل هذا الاحتياطي:

أ- الاحتياطي الذي تم إحتسابه لمساحة حُددت بواسطة الآبار، والاحتياطي الذي يُمكن الحصول عليه من مواقع داخل مساحات حددت بالمعلومات الجيوفيزيائية والجيولوجية والهندسية، بشرط عدم وجود شكوك إلى حد معقول في إنتاجية هذا الاحتياطي.

ب- احتياطي قابل للإسترداد من طبقات حاوية ثبت وجوده فيها باختبارات الإنتاج، ولكن لم يُطور إلى مرحلة الإنتاج.

ج- احتياطي قابل للإسترداد نتيجة للتطبيق الناجح لنظم الاسترداد الإضافي التي سبق العمل بها بناء على ما أظهرته اختبارات التجريبية أو بناء على تطبيقات فعلية في مناطق حاوية ذات طبيعة مشابهة.

ويُقسم الاحتياطي الثابت تبعاً لذلك إلى:

1 - أ) احتياطي ثابت مطور:

وهو الاحتياطي الثابت والجاري استغلاله عن طريق الآبار القائمة والمنافذ الطبيعية للطبقة الحاوية وتسهيلات الإنتاج.

1 - ب) احتياطي ثابت غير مطور:

وهو الاحتياطي الثابت الذي لم يجر استغلاله نتيجة لقلة الآبار أو قلة المنافذ الطبيعية للطبقة الحاوية إلى الآبار التي تم حفرها بالفعل أو قلة تسهيلات الإنتاج.

reservoir outlets to the existing drilled wells, or the unavailability of production facilities.

2. Semi-Proven Reserve:

This refers to the quantity of hydrocarbons that engineering and geological data indicate, with a reasonable degree of accuracy, can be recovered from a tested reservoir. It may also refer to the quantity of hydrocarbons that has been proven with high accuracy to be technically recoverable but is currently uneconomical to exploit.

It includes:

- A. Reserves that can be obtained from areas outside the proven reserve zones of a tested reservoir but still fall within regions considered productive based on geological and engineering data.
- B. Reserves that can be technically recovered from a tested reservoir, but their exploitation remains uneconomical.
- C. Reserves that can be recovered by applying enhanced recovery methods that have not yet been implemented but are supported by data from pilot tests or have begun to be applied in geologically similar reservoir areas.

3. Probable reserve:

This refers to the estimated quantity of hydrocarbons expected to be recovered from untested reservoir formations where wells have been drilled or through the application of known enhanced recovery methods. It includes:

- A. Reserves that can be obtained from a reservoir formation where wells have been drilled but not yet tested, with certain estimates made based on well log measurements or geological data.
- B. Reserves that can be recovered in addition to the proven reserves through the application of known enhanced recovery methods that have not yet undergone sufficient pilot testing or field delineation.

2- احتياطي شبه ثابت:

وهو كمية الهيدروكربونات التي تدل المعلومات الهندسية والجيولوجية بدرجة معقولة من الدقة أنه يُمكن استردادها من طبقة حاوية جرى اختبارها أو هو كمية الهيدروكربونات التي تثبت بدرجة عالية من الدقة أنه يُمكن استردادها من الناحية الفنية ويكون استغلالها غير اقتصادي.

ويشمل:

أ- الاحتياطي الذي يُمكن الحصول عليه من خارج مناطق الاحتياطي الثابت للطبقات الحاوية التي جرى اختبارها ولكنها ضمن المناطق التي اعتبرت في حكم المناطق المنتجة بناء على المعلومات الجيولوجية والهندسية.

ب- الاحتياطي الذي يُمكن الحصول عليه بالوسائل الفنية من الطبقات الحاوية التي جرى اختبارها ويكون استغلالها غير اقتصادي .

ج- احتياطي يمكن استرداده بتطبيق نظم الاسترداد الإضافي التي لم يجر بعد تطبيقها ولكنها مؤسسة على معلومات تم الحصول عليها نتيجة اختبارات الإرشاد أو بدأ على الممارسة الفعلية في مناطق حاوية ذات طبيعة مشابهة.

3- احتياطي محتمل:

وهو كمية الهيدروكربونات المتوقع استردادها من طبقات حاوية لم يتم اختبارها وحفرت فيها آبار أو من تطبيق نظم معروفة للاسترداد الإضافي، وتشمل:

أ) الاحتياطي الذي يمكن الحصول عليه من طبقة حاوية حفرت فيها آبار ولم يتم اختبارها بعد، ويمكن وضع تقديرات معينة عنها بناء على القياسات البينائية للآبار أو بناء على المعلومات الجيولوجية.

ب) الاحتياطي الذي يُمكن استرداده علاوة على الاحتياطي الثابت، بتطبيق نظم معروفة للاسترداد الإضافي لم يتم عليها اختبارات تجريبية كافية أو لم يتم ترسيم كافي لمحددات الحقل .



TABLE OF CONTENTS

Topic	Article	Page
Introductory Chapter :		
• Scope Of Application of the Regulation	-	1-2
• The Provisions Regulated by this Regulation	-	2
Definitions.	1	2 - 6
Chapter One:		
• Exploration	2-10	6- 8
Chapter Two:		
• Discovery Evaluation Program	11- 15	8- 9
Chapter Three :		
• Discovery Development Program	16-17	9- 11
• Offshore Discovery Development Program	18-22	11-13
• Drilling and Restoration	23- 36	13- 15
• Safety Precautions During Drilling	37-48	15-18
• Well Abandonment	49- 53	18-19
• Abandonment, Dismantling and Removal of Onshore and Offshore Facilities Systems	54-55	19- 20
Chapter Four:		
• Well Completion	56	20
• Completion of Onshore Productive Wells	57	20-21
• Completion Of Offshore Productive Wells	58-59	21
• Inspection	60	21 - 22
Chapter Five:		
• Production Operations	61-74	22 - 24
• Measurement & Calibration	75	25
• Storage Units	76-78	25 - 27
Chapter Six:		
• Preservation of Oil Resources	79- 85	27-28



Chapter Seven:		
• Reservoirs Monitoring and Control Methods	86 -101	28 - 31
• Enhanced Recovery	102 - 109	31 - 32
• Joint Field Production/ Reservoir Unitization	110 - 111	32-33
Chapter Eight :		
• Pipelines	112 - 123	33 - 35
Chapter Nine :		
• Environmental Preservation	124 - 130	35 -36
Appendix 1 : Well Testing and Flow Rates		37
Appendix 2.A : Request for Permission to Drill a Well		37 -38
Appendix 2.B: Request for a Well Restoration Permit		38
Appendix 2.C : Final drilling Report		38 - 39
Appendix 3 : Monthly Report on Field Production		40
Appendix 4 : Daily Report on Field Production		41
Appendix 5: Monthly Report on Well Status and Production		42
Appendix 6 : Monthly Testing Report for Producing Wells		43
Appendix 7 : Monthly Report of Injection Rates		44
Appendix 8 : Reserves and Reservoir Pressures at the Beginning of the Current Year		45
Appendix 9 : General Definitions of the Concept of Oil and Gas Reserves		46 - 47
Table of Contents		48 - 49

