

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

This is a digital representation of a DeGolyer and MacNaughton report.

This file is intended to be a manifestation of certain data in the subject report and as such are subject to the same conditions thereof. The information and data contained in this file may be subject to misinterpretation; therefore, the signed and bound copy of this report should be considered the only authoritative source of such information.



DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

REPORT
as of
DECEMBER 31, 2018
on the
RESERVES and REVENUE
of the
KMK CONTRACT AREA
with interests attributable to
KMK MUNAI JSC
REPUBLIC of KAZAKHSTAN

EXECUTIVE SUMMARY

TABLE of CONTENTS

	<u>Page</u>
FOREWORD	1
Scope of Investigation	1
Authority.....	2
Source of Information.....	3
DEFINITION of RESERVES	4
ESTIMATION of RESERVES	9
VALUATION of RESERVES	11
SUMMARY and CONCLUSIONS	14
TABLES	
Table 1 – Working Interests and Concession Expiration Dates	
Table 2 – Summary of Reserves	
Table 3 – Summary of Proved Reserves and Revenue	

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

REPORT
as of
DECEMBER 31, 2018
on the
RESERVES and REVENUE
of the
KMK CONTRACT AREA
with interests attributable to
KMK MUNAI JSC
REPUBLIC of KAZAKHSTAN

EXECUTIVE SUMMARY

FOREWORD

Scope of Investigation

This report presents estimates, as of December 31, 2018, of the extent and value of the proved oil reserves of the Kokzhide, Kokzhide Sub Salt, Kumsai, and Mortuk fields in the KMK Contract Area in Kazakhstan in which KMK Munai JSC (KMK) has represented it holds 50-percent interest. Table 1 presents a listing of the properties evaluated along with contract type, interest evaluated, and expiration date of the fiscal regime for each field.

Estimates of reserves presented in this report have been prepared in compliance with the regulations promulgated by the United States Securities and Exchange Commission (SEC). These reserves definitions are discussed in detail in the Definition of Reserves section of this report.

Reserves estimated in this report are expressed as gross reserves and net reserves. Gross reserves are defined as the total estimated petroleum remaining to be produced from these properties after December 31, 2018. Net reserves are defined as that portion of the gross reserves attributable to the interests held by KMK after deducting all interests held by others.

This report presents values for proved reserves that were estimated using prices, expenses, and costs provided by KMK. Future prices were estimated using guidelines established by the SEC and the Financial Accounting Standards Board (FASB). Prices, expenses, and costs were provided by KMK in United States dollars (U.S.\$), and all monetary values in this report are expressed in U.S.\$. A detailed explanation of the future price, expense, and cost assumptions is included in the Valuation of Reserves section of this report.

Values for proved reserves are expressed in terms of estimated future gross revenue, future net revenue, KMK future net revenue, and KMK present worth. Future gross revenue is defined as that revenue which will accrue to the evaluated interests from the production and sale of the estimated gross reserves. Future net revenue is calculated by deducting operating expenses, capital costs, abandonment costs, and taxes from the future gross revenue. Operating expenses include field operating expenses, transportation expenses, and an allocation of overhead that directly relates to production activities. Capital costs include such items as surface infrastructure and development wells. Abandonment costs are those costs associated with the removal of equipment, plugging of the wells, and reclamation and restoration associated with abandonment. Taxes include asset tax, production tax, rental tax, profit tax, and excess profit tax. Profit tax and excess profit tax are referred to herein as income tax. KMK future net revenue is defined as future net revenue attributable to the net reserves. KMK present worth is defined as KMK future net revenue derived from the proved reserves discounted at a discount rate of 10 percent over the expected period of realization. KMK present worth should not be construed as fair market value because no consideration was given to additional factors that influence the prices at which properties are bought and sold.

Estimates of reserves and revenue should be regarded only as estimates that may change as further production history and additional information become available. Not only are such estimates based on that information which is currently available, but such estimates are also subject to the uncertainties inherent in the application of judgmental factors in interpreting such information.

Authority

This report was authorized by Mr. CD Kou Songyan, Deputy of General Issues, KMK Munai JSC.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Source of Information

Information used in the preparation of this report was obtained from KMK. In the preparation of this report we have relied, without independent verification, upon such information furnished by KMK, with respect to the property interests being evaluated, production from such properties, current costs of operation and development, current prices for production, agreements relating to future operations and sale of production, and various other information and data that were accepted as represented.

DEFINITION of RESERVES

Petroleum reserves included in this report are classified as proved. Only proved reserves have been evaluated for this report. Reserves classifications used in this report are in accordance with the reserves definitions of Rules 4–10(a) (1)–(32) of Regulation S–X of the SEC. Reserves are judged to be economically producible in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions and assuming continuation of current regulatory practices using conventional production methods and equipment. In the analyses of production-decline curves, reserves were estimated only to the limit of economic rates of production under existing economic and operating conditions using prices and costs consistent with the effective date of this report, including consideration of changes in existing prices provided only by contractual arrangements but not including escalations based upon future conditions. The petroleum reserves are classified as follows:

Proved oil and gas reserves – Proved oil and gas reserves are those quantities of oil and gas, which, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be economically producible—from a given date forward, from known reservoirs, and under existing economic conditions, operating methods, and government regulations—prior to the time at which contracts providing the right to operate expire, unless evidence indicates that renewal is reasonably certain, regardless of whether deterministic or probabilistic methods are used for the estimation. The project to extract the hydrocarbons must have commenced or the operator must be reasonably certain that it will commence the project within a reasonable time.

- (i) The area of the reservoir considered as proved includes:
 - (A) The area identified by drilling and limited by fluid contacts, if any, and (B) Adjacent undrilled portions of the reservoir that can, with reasonable certainty, be judged to be continuous with it and to contain economically producible oil or gas on the basis of available geoscience and engineering data.

- (ii) In the absence of data on fluid contacts, proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbons (LKH) as seen in a well penetration unless geoscience, engineering, or

performance data and reliable technology establishes a lower contact with reasonable certainty.

(iii) Where direct observation from well penetrations has defined a highest known oil (HKO) elevation and the potential exists for an associated gas cap, proved oil reserves may be assigned in the structurally higher portions of the reservoir only if geoscience, engineering, or performance data and reliable technology establish the higher contact with reasonable certainty.

(iv) Reserves which can be produced economically through application of improved recovery techniques (including, but not limited to, fluid injection) are included in the proved classification when:

(A) Successful testing by a pilot project in an area of the reservoir with properties no more favorable than in the reservoir as a whole, the operation of an installed program in the reservoir or an analogous reservoir, or other evidence using reliable technology establishes the reasonable certainty of the engineering analysis on which the project or program was based; and (B) The project has been approved for development by all necessary parties and entities, including governmental entities.

(v) Existing economic conditions include prices and costs at which economic producibility from a reservoir is to be determined. The price shall be the average price during the 12-month period prior to the ending date of the period covered by the report, determined as an unweighted arithmetic average of the first-day-of-the-month price for each month within such period, unless prices are defined by contractual arrangements, excluding escalations based upon future conditions.

Probable reserves – Probable reserves are those additional reserves that are less certain to be recovered than proved reserves but which, together with proved reserves, are as likely as not to be recovered.

(i) When deterministic methods are used, it is as likely as not that actual remaining quantities recovered will exceed the sum of estimated proved plus probable reserves. When probabilistic

methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the proved plus probable reserves estimates.

(ii) Probable reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to proved reserves where data control or interpretations of available data are less certain, even if the interpreted reservoir continuity of structure or productivity does not meet the reasonable certainty criterion. Probable reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the proved area if these areas are in communication with the proved reservoir.

(iii) Probable reserves estimates also include potential incremental quantities associated with a greater percentage recovery of the hydrocarbons in place than assumed for proved reserves.

(iv) See also guidelines in paragraphs (iv) and (vi) of the definition of possible reserves.

Possible reserves – Possible reserves are those additional reserves that are less certain to be recovered than probable reserves.

(i) When deterministic methods are used, the total quantities ultimately recovered from a project have a low probability of exceeding proved plus probable plus possible reserves. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the total quantities ultimately recovered will equal or exceed the proved plus probable plus possible reserves estimates.

(ii) Possible reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to probable reserves where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this will be in areas where geoscience and engineering data are unable to define clearly the area and vertical limits of commercial production from the reservoir by a defined project.

(iii) Possible reserves also include incremental quantities associated with a greater percentage recovery of the hydrocarbons in place than the recovery quantities assumed for probable reserves.

(iv) The proved plus probable and proved plus probable plus possible reserves estimates must be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.

(v) Possible reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from proved areas by faults with displacement less than formation thickness or other geological discontinuities and that have not been penetrated by a wellbore, and the registrant believes that such adjacent portions are in communication with the known (proved) reservoir. Possible reserves may be assigned to areas that are structurally higher or lower than the proved area if these areas are in communication with the proved reservoir.

(vi) Pursuant to paragraph (iii) of the proved oil and gas reserves definition, where direct observation has defined a highest known oil (HKO) elevation and the potential exists for an associated gas cap, proved oil reserves should be assigned in the structurally higher portions of the reservoir above the HKO only if the higher contact can be established with reasonable certainty through reliable technology. Portions of the reservoir that do not meet this reasonable certainty criterion may be assigned as probable and possible oil or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

Developed oil and gas reserves – Developed oil and gas reserves are reserves of any category that can be expected to be recovered:

(i) Through existing wells with existing equipment and operating methods or in which the cost of the required

equipment is relatively minor compared to the cost of a new well;
and

(ii) Through installed extraction equipment and infrastructure operational at the time of the reserves estimate if the extraction is by means not involving a well.

Undeveloped oil and gas reserves – Undeveloped oil and gas reserves are reserves of any category that are expected to be recovered from new wells on undrilled acreage, or from existing wells where a relatively major expenditure is required for recompletion.

(i) Reserves on undrilled acreage shall be limited to those directly offsetting development spacing areas that are reasonably certain of production when drilled, unless evidence using reliable technology exists that establishes reasonable certainty of economic producibility at greater distances.

(ii) Undrilled locations can be classified as having undeveloped reserves only if a development plan has been adopted indicating that they are scheduled to be drilled within five years, unless the specific circumstances justify a longer time.

(iii) Under no circumstances shall estimates for undeveloped reserves be attributable to any acreage for which an application of fluid injection or other improved recovery technique is contemplated, unless such techniques have been proved effective by actual projects in the same reservoir or an analogous reservoir, as defined in [section 210.4–10 (a) Definitions], or by other evidence using reliable technology establishing reasonable certainty.

The extent to which probable and possible reserves ultimately may be reclassified as proved reserves is dependent upon future drilling, testing, and well performance. The degree of risk to be applied in evaluating probable and possible reserves is influenced by economic and technological factors as well as the time element. No probable or possible reserves have been evaluated for this report.

ESTIMATION of RESERVES

Estimates of reserves were prepared by the use of appropriate geologic, petroleum engineering, and evaluation principles and techniques that are in accordance with practices generally recognized by the petroleum industry as presented in the publication of the Society of Petroleum Engineers entitled "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information (Revision as of February 19, 2007)." The method or combination of methods used in the analysis of each reservoir was tempered by experience with similar reservoirs, stage of development, quality and completeness of basic data, and production history.

Based on the current stage of field development, production performance, the development plans provided by KMK, and the analyses of areas offsetting existing wells with test or production data, reserves were classified as proved.

KMK has represented that its senior management is committed to the development plan provided by KMK and that KMK has the financial capability to execute the development plan, including the drilling and completion of wells and the installation of equipment and facilities.

When applicable, the volumetric method was used to estimate the original oil in place (OOIP). Structure maps and isopach maps were used to estimate reservoir volumes. Electrical logs, radioactivity logs, core analyses, and other available data were used to prepare these maps as well as to estimate representative values for porosity and water saturation.

For those fields where the volumetric method was applied, estimates of ultimate recovery were obtained by applying recovery factors to OOIP. These recovery factors were based on consideration of the type of energy inherent in the reservoirs, analyses of the petroleum, the structural positions of the reservoirs, and the production histories.

For depletion-type reservoirs or those whose performance disclosed a reliable decline in producing-rate trends or other diagnostic characteristics, reserves were estimated by the application of appropriate decline curves or other performance relationships. In the analyses of production-decline curves, reserves were estimated only to the limits of economic

production as defined in the Definition of Reserves section of this report, or to the end of the concession, whichever comes first.

In certain cases, reserves were estimated by incorporating elements of analogy with similar wells, reservoirs, or fields for which more complete data were available.

The proved reserves forecasts contained herein terminate at the end of the concession lives in 2028, 2028, 2033, and 2030 for the Kokzhide, Kokzhide Sub Salt, Kumsai, and Mortuk fields, respectively.

Data provided by KMK from wells drilled through December 31, 2018, and made available for this evaluation were used to prepare the reserves estimates herein. These reserves estimates were based on consideration of monthly production data available for certain properties only through September 2018. Estimated cumulative production, as of December 31, 2018, was deducted from the estimated gross ultimate recovery to estimate gross reserves. This required that production be estimated for up to 3 months.

Oil reserves estimated herein are to be recovered by normal field separation and are expressed in thousands of barrels (10^3 bbl). In these estimates, 1 barrel equals 42 United States gallons. Associated gas production is currently being used in the field and is not evaluated herein.

The Kokzhide, Kokzhide Sub Salt, Kumsai, and Mortuk fields were evaluated using production-performance techniques, which were complemented by volumetric analysis.

Future oil producing rates estimated for this report were based on production rates considering the most recent data available. The rates used for future production are rates that are within the capacity of the well or reservoir to produce, based on available data. KMK has provided information on current and future oil production rates in the Kokzhide, Kokzhide Sub Salt, Kumsai, and Mortuk fields. This information has been considered in arriving at the oil rates projected.

Table 2 summarizes the gross and net proved developed, proved undeveloped, and total proved reserves by field.

VALUATION of RESERVES

Revenue values in this report were estimated using initial prices, expenses, and costs provided by KMK. Future prices were estimated using guidelines established by the SEC and the FASB. Values for proved reserves are based on projections of estimated future production and revenue prepared for these properties.

Revenue values in this report have been estimated for certain properties in accordance with the terms of the license. The following economic assumptions were used for estimating the revenue values reported herein:

Oil Prices

KMK has represented that the oil prices were based on reference prices. Each reference price was calculated as the unweighted arithmetic average of the first-day-of-the-month price for each month within the 12-month period prior to the end of the reporting period. KMK has also represented that it has supplied the appropriate differentials to the reference prices. KMK has represented that the 12-month average oil price for the properties evaluated in this report were based on 12-month average Brent reference price of U.S.\$71.54 per barrel. KMK has represented that the oil is sold to two export markets and a domestic market. The quantity sold to the European market is 40.73 percent, the quantity sold to the Chinese market is 0.67 percent, and the quantity sold to the domestic market is 58.60 percent. This combination of market percentages and the KMK 12-month average prices provided for each market results in a volume-weighted average oil price. The volume-weighted average oil price attributable to estimated proved developed reserves was U.S.\$40.91 per barrel and U.S.\$40.87 per barrel for the estimated proved reserves. The oil price for each property was held constant for the life of the property.

Operating Expenses and Capital and Abandonment Costs

Estimates of operating expenses based on current expenses were used for the lives of the properties with no increases in the future based on inflation. In certain cases future expenses, either higher or lower than current expenses, may have been used because of anticipated changes in operating conditions. Future capital costs and operating expenses were estimated using 2018 values and were not adjusted for inflation. Forecasts of future operating expenses and capital costs were provided by KMK and adjusted accordingly. Abandonment costs, which are those costs associated with the removal of equipment, plugging of the wells, and reclamation and restoration associated with the abandonment, were provided by KMK.

Taxes

The tax provisions provided by KMK were assumed to remain unchanged from current legislation. Income taxes for China, the country in which KMK is incorporated, have not been applied to estimated future net revenue.

The taxes considered include an oil extraction tax (production tax) based on a sliding scale of annual oil production. Different rates apply based on export sales and domestic sales. Based on information provided by KMK, 0.67 percent of future oil production will be exported to other areas in China and 40.73 percent of future oil production will be exported to Europe. The remainder will be sold domestically.

Profit tax was estimated using a rate of 20 percent applied to taxable income.

Additionally, the KMK Contract Area pays a rental tax on exported oil and an excess profit tax. The rental tax base is calculated as the volume of the exported oil multiplied by the Brent reference price. The rental tax is imposed on a sliding scale on exported oil. It ranges from 7 percent when the price of oil is U.S.\$41 to U.S.\$50 per barrel to a maximum of 32 percent

when the price of oil exceeds U.S.\$180 per barrel. Based on the Brent reference price of U.S.\$71.54 per barrel, the rental tax rate applied to the export oil volumes is 16 percent.

The excess profit tax is paid at progressive rates on tranches of income that remain after deduction of the profit tax. The taxable tranches are derived by applying ratios to the deductible expenses. Profit taxes and excess profit taxes are shown as Income Tax in Table 3. All other taxes are included in Other Taxes in Table 3.

In our opinion, the information relating to estimated proved reserves, estimated future net revenue from proved reserves, and present worth of estimated future net revenue from proved reserves of oil contained in this report has been prepared in accordance with Paragraphs 932-235-50-4, 932-235-50-6, 932-235-50-7, 932-235-50-9, 932-235-50-30, and 932-235-50-31(a), (b), and (e) of the Accounting Standards Update 932-235-50, *Extractive Industries – Oil and Gas (Topic 932): Oil and Gas Reserve Estimation and Disclosures* (January 2010) of the Financial Accounting Standards Board and Rules 4–10(a) (1)–(32) of Regulation S–X and Rules 302(b), 1201, 1202(a) (1), (2), (3), (4), (8)(i), (ii), and (v)–(x), and 1203(a) of Regulation S–K of the Securities and Exchange Commission; provided, however, that (i) future Chinese income tax expenses have not been taken into account in estimating the future net revenue and present worth values set forth herein and (ii) estimates of the proved developed and proved undeveloped reserves are not presented at the beginning of the year. This report does not include certain disclosures required by Item 1202 (a)(8) of Regulation S-K and is thus not to be used for inclusion in certain SEC filings.

To the extent the above-enumerated rules, regulations, and statements require determinations of an accounting or legal nature, we, as engineers, are necessarily unable to express an opinion as to whether the above-described information is in accordance therewith or sufficient therefor.

SUMMARY and CONCLUSIONS

KMK has represented that it holds an interest in the Kokzhide, Kokzhide Sub Salt, Kumsai, and Mortuk fields located in the KMK Contract Area in Kazakhstan. The estimated net proved developed, proved undeveloped, and total proved reserves, as of December 31, 2018, of the properties evaluated herein are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10³ bbl):

	Net Oil Reserves (10³bbl)
Proved Developed	8,006
Proved Undeveloped	<u>1,909</u>
Total Proved	9,915

The estimated KMK future net revenue and CNODCI present worth discounted at a rate of 10 percent to be derived from the production and sale of the proved developed, proved undeveloped, and total proved reserves, as of December 31, 2018, of the properties evaluated using the guidelines established by the SEC are summarized as follows, expressed in thousands of United States dollars (10³ U.S.\$):

	KMK	
	Future Net Revenue (10³U.S.\$)	Present Worth at 10 Percent (10³U.S.\$)
Proved Developed	122,027	84,355
Proved Undeveloped	<u>23,351</u>	<u>13,937</u>
Total Proved	145,378	98,292

While the oil industry may be subject to regulatory changes from time to time that could affect an industry participant's ability to recover its reserves, we are not aware of any such governmental actions which would restrict the recovery of the December 31, 2018, estimated reserves.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

DeGolyer and MacNaughton is an independent petroleum engineering consulting firm that has been providing petroleum consulting services throughout the world since 1936. Our fees were not contingent on the results of our evaluation. This report has been prepared at the request of KMK. DeGolyer and MacNaughton has used all assumptions, procedures, data, and methods that it considers necessary to prepare this report.

Submitted,




DeGOLYER and MacNAUGHTON

Texas Registered Engineering Firm F-716

SIGNED: January 31, 2019





Gary L. McKenzie, P.E.
Senior Vice President
DeGolyer and MacNaughton



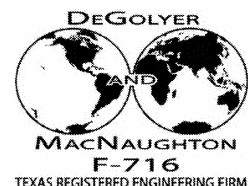
TABLE 1
WORKING INTERESTS and CONCESSION EXPIRATION DATES
as of
DECEMBER 31, 2018
CERTAIN FIELDS
KMK CONTRACT AREA
with interests attributable to
KMK MUNAI JSC
REPUBLIC of KAZAKHSTAN

SEC CASE

Field	Fiscal Regime	Ownership Interest (%)	Reported Net Interest (%)	Concession Expiration Date
Kokzhide	Concession	50.00	50.00	2028
Kokzhide Sub Salt	Concession	50.00	50.00	2028
Kumsai	Concession	50.00	50.00	2033
Mortuk	Concession	50.00	50.00	2030

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 2
SUMMARY of RESERVES
as of
DECEMBER 31, 2018
CERTAIN FIELDS
KMK CONTRACT AREA
with interests attributable to
KMK MUNAI JSC
REPUBLIC of KAZAKHSTAN



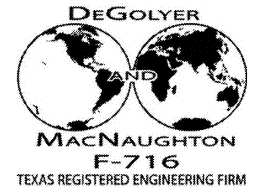
SEC CASE

Field	Gross Reserves		
	Oil (10³bbl)		
	Proved Developed	Proved Undeveloped	Total Proved
Kokzhide Field	2,095	1,055	3,150
Kokzhide Sub Salt Field	495	0	495
Kumsai Field	10,257	1,452	11,709
Mortuk Field	3,165	1,311	4,476
Total	16,012	3,818	19,830

Field	Net Reserves		
	Oil (10³bbl)		
	Proved Developed	Proved Undeveloped	Total Proved
Kokzhide Field	1,048	527	1,575
Kokzhide Sub Salt Field	248	0	248
Kumsai Field	5,128	726	5,854
Mortuk Field	1,582	656	2,238
Total	8,006	1,909	9,915

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 3
SUMMARY of PROVED RESERVES and REVENUE
as of
DECEMBER 31, 2018
CERTAIN FIELDS
KMK CONTRACT AREA
with interests attributable to
KMK MUNAI JSC
REPUBLIC of KAZAKHSTAN



SEC CASE

Reserves Category	Gross						CNPC-KMK		
	Reserves Oil (10³ bbl)	Future Gross Revenue (10³ U.S.\$)	Operating Expenses (10³ U.S.\$)	Capital and Abandonment Costs (10³ U.S.\$)	Other Taxes (10³ U.S.\$)	Income Tax (10³ U.S.\$)	Future Net Revenue (10³ U.S.\$)	Future Net Revenue (10³ U.S.\$)	Present Worth at 10 Percent (10³ U.S.\$)
Proved Developed	16,012	655,014	151,358	7,180	108,483	143,940	244,053	122,027	84,355
Total Proved	19,830	810,432	172,835	70,718	134,905	141,218	290,756	145,378	98,292

Note: Income Tax includes profit tax and excess profit tax. Other Taxes include asset tax, production tax, and rental tax.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

Это электронная версия отчета «ДеГольер энд МакНотон».

Этот файл представляет определенные данные из названного отчета, и, следовательно, на них распространяются все условия отчета. Информация и данные, содержащиеся в этом файле, могут быть неверно истолкованы; и, таким образом, подписанная и переплетенная копия отчета должна считаться единственным авторитетным источником такой информации.



DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

ОТЧЕТ
по состоянию на
31 ДЕКАБРЯ 2018 Г.
по
ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ и ВЫРУЧКИ
на
КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ КМК
с долей участия, причитающейся
АО «КМК МУНАЙ»
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

КРАТКИЙ ОТЧЕТ

СОДЕРЖАНИЕ

	<u>Стр.</u>
ПРЕДИСЛОВИЕ	1
Масштаб исследования	1
Основание	3
Источники информации	3
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ	4
ОЦЕНКА ЗАПАСОВ	10
СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ	13
ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ	17
ТАБЛИЦЫ	
Таблица 1 – Рабочая доля участия и срок действия концессии	
Таблица 2 – Сводные запасы	
Таблица 3 – Сводные чистые доказанные запасы и выручка	

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

ОТЧЕТ
по состоянию на
31 ДЕКАБРЯ 2018 Г.
по
ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ и ВЫРУЧКИ
на
КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ КМК
с долей участия, причитающейся
АО «КМК МУНАЙ»
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

КРАТКИЙ ОТЧЕТ

ПРЕДИСЛОВИЕ

Масштаб исследования

В настоящем отчете представлены по состоянию на 31 декабря 2018 г. оценки величины и стоимости доказанных запасов нефти на месторождениях Кокжиде, Кокжиде-подсолевой, Кумсай и Мортук на контрактной территории КМК в Республике Казахстан, в которых, по заявлению АО «КМК Мунай» (КМК), ему причитается 50-процентная доля участия. В таблице 1 представлена информация в отношении налогового режима, оцениваемой доли участия и сроков действия концессии на месторождения.

Оценки запасов, представленные в настоящем отчете, подготовлены в соответствии с положениями, опубликованными Комиссией США по ценным бумагам и биржам (SEC). Эти определения запасов подробно рассмотрены в разделе отчета «Определение запасов».

Запасы, оцененные в настоящем отчете, выражены в виде общих запасов и чистых запасов. Общие запасы определяются как суммарные оцениваемые углеводороды, которые будут добыты на оцениваемых объектах после 31 декабря 2018 г. Чистые запасы определяются как часть общих запасов, которая соответствует оцениваемой доле КМК за вычетом долей других сторон.

В настоящем отчете представлены стоимостные оценки доказанных запасов, полученные на основании цен, расходов и затрат, предоставленных КМК. Будущий цены рассчитывались на основании методических рекомендаций SEC и Совета по стандартам финансового учета США (FASB). Цены, затраты и расходы были предоставлены КМК в долларах США (\$США) и все денежные значения, приведенные в отчете, выражены в \$США. Подробное объяснение допущений в отношении будущих цен, расходов и затрат приведено в разделе «Стоимостная оценка запасов».

Стоимостные оценки доказанных запасов в настоящем отчете выражены в форме оцениваемой будущей общей выручки, потока наличности, потока наличности КМК и текущей стоимости КМК. Будущая общая выручка определяется как выручка, получаемая на оцениваемых объектах в результате добычи и реализации оцениваемых общих запасов. Поток наличности рассчитывается вычитанием эксплуатационных расходов, капитальных затрат, ликвидационных затрат и налогов из будущей общей выручки. Эксплуатационные расходы включают производственные расходы на месторождении, расходы на транспортировку и часть накладных расходов, непосредственно связанных с мероприятиями по добыче. Капитальные затраты включают такие затраты как строительство наземной инфраструктуры и эксплуатационных скважин. Налоги включают налог на имущество, налог на добычу полезных ископаемых, рентный налог, налог на прибыль и налог на сверхприбыль. Налог на прибыль и налог на сверхприбыль обозначены в настоящем отчете как налог на прибыль. Поток наличности КМК определяется как поток наличности, соотносимый с чистой долей запасов. Текущая стоимость КМК определяется как поток наличности КМК, полученный по доказанным запасам, дисконтированный при ставке дисконта 10 процентов, рассчитываемый на протяжении ожидаемого периода реализации. Под текущей стоимостью КМК не следует понимать справедливую рыночную стоимость, поскольку не принимались во внимание какие-либо дополнительные факторы, влияющие на цены, по которым активы продаются и покупаются.

Оценки запасов и выручки следует рассматривать только как оценки, которые могут измениться в процессе будущей добычи и по мере поступления дополнительной информации. Оценки запасов и выручки не только основаны исключительно на имеющейся информации, но также находятся под влиянием неопределенностей, неизбежно присущих субъективному подходу к интерпретации такой информации.

Основание

Настоящий отчет подготовлен по распоряжению г-на СД Коу Сунянь, заместителя директора по общим вопросам АО «КМК Мунай».

Источники информации

Информация, использованная при подготовке настоящего отчета, была получена от КМК. При подготовке настоящего отчета мы использовали, без независимой экспертизы, предоставленную КМК информацию относительно доли участия в оцениваемых объектах, добычи на этих объектах, текущих расходов на эксплуатацию и разработку, текущих цен на добываемую продукцию, соглашений в отношении будущей эксплуатации и продажи продукции, и различную другую информацию и данные, которые были приняты нами в предоставленном виде.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ

Запасы углеводородов, включенные в настоящий отчет, классифицируются как доказанные. Только доказанные запасы были оценены в настоящем отчете. Классификации запасов, используемые в настоящем отчете, соответствуют определениям запасов, изложенным в Правилах 4-10(a) (1)-(32) Предписания S-X Комиссии Соединенных Штатов по ценным бумагам и биржам (SEC). Запасы считаются рентабельно извлекаемыми в будущие годы из существующих коллекторских горизонтов при существующих экономических и эксплуатационных условиях, и при действующем законодательстве, с использованием общепринятых методов добычи и оборудования. При анализе кривых падения добычи запасы оценивались только до уровней добычи, рентабельных при существующих экономических и эксплуатационных условиях, с использованием цен и затрат, действительных на дату подсчета, с учетом изменения существующих цен только в связи с договорными положениями, но без учета эскалации цен в зависимости от будущих условий. Запасы углеводородов классифицируются следующим образом:

Доказанные запасы нефти и газа – Доказанные запасы нефти и газа – это такие количества нефти и газа, которые в результате анализа геологических и технических данных могут быть оценены с достаточной степенью уверенности как рентабельно извлекаемые – после определенной даты из установленных коллекторских горизонтов при существующих экономических условиях, методах эксплуатации и государственном регулировании – до истечения срока действия контрактов, предоставляющих право на эксплуатацию, если нет оснований для обоснованной уверенности в их возобновлении, независимо от применения детерминистских или вероятностных методов оценки. Реализация проекта добычи углеводородов должна быть начата, или оператор должен быть обоснованно уверен в том, что реализация проекта начнется в целесообразные сроки.

(i) Доказанный участок пласта включает:

(A) разбуренную часть, ограниченную флюидным контактом, если такой контакт был вскрыт; и (B) непосредственно прилегающие неразбуренные участки, которые можно с обоснованной уверенностью считать непрерывным продолжением такого участка, содержащим рентабельно

извлекаемые нефть или газ на основании существующих геолого-геофизических и инженерных данных.

(ii) При отсутствии информации о флюидных контактах, доказанные количества в пласте ограничены нижней границей нефтегазоносности, вскрытой скважинами, если более глубоко залегающий контакт не установлен с обоснованной уверенностью на основании геолого-геофизических, инженерных или эксплуатационных данных и с применением надежной технологии.

(iii) Если в скважинах непосредственно вскрыты верхние границы нефтеносности и существует вероятность потенциального существования газовой шапки, доказанные запасы нефти могут быть выделены на участках пласта, залегающих выше в структурном отношении, только в случаях, если более высоко залегающий контакт установлен с обоснованной уверенностью геолого-геофизическими, инженерными или эксплуатационными данными, и с применением надежной технологии.

(iv) Запасы, экономически рентабельная добыча которых возможна при применении методов повышения отдачи пласта (включая, в частности, закачку жидкости), включают в категорию доказанных запасов при условии, что:

(A) успешное опробование в результате реализации проекта опытно-промышленной эксплуатации на участке пласта с коллекторскими свойствами, не более благоприятными, чем в целом по пласту, эксплуатация данного пласта или аналогичного пласта по внедренной программе, или другие доказательства при применении надежной технологии обеспечивают обоснованную уверенность в инженерном анализе, на котором были основаны такой проект или программа; и (B) проект был утвержден для разработки всеми необходимыми сторонами и организациями, включая государственные органы.

(v) Существующие экономические условия включают цены и затраты, при которых должна быть установлена рентабельная разработка пласта. Цена является средней ценой за

12-месячный период до конечной даты отчетного периода, определяемая как не взвешенное среднеарифметическое цены на первый день каждого месяца рассматриваемого периода, за исключением случаев, когда цена определена договорными положениями, без учета эскалации в зависимости от будущих условий.

Вероятные запасы – Вероятные запасы – это такие дополнительные запасы, вероятность отбора которых меньше вероятности отбора доказанных запасов, но для которых совместно с доказанными запасами существует равная степень вероятности как их извлечения, так и неизвлечения.

(i) При использовании детерминистских методов существует равная степень вероятности того, что фактические остаточные извлекаемые количества превысят или не превысят сумму оцениваемых доказанных плюс вероятных запасов. При использовании вероятностных методов должна существовать, по крайней мере, 50% вероятность того, что фактические извлеченные количества будут равны или превысят оценки доказанных плюс вероятных запасов.

(ii) Вероятные запасы могут быть выделены на участках пласта, соседних с участками доказанных запасов, на которых уверенность в данных или интерпретации существующих данных ниже, даже если интерпретируемая выдержанность структуры или продуктивности не отвечает критерию обоснованной уверенности. Вероятные запасы могут быть выделены на участках, расположенных в структурном отношении выше участков доказанных запасов, если эти участки сообщаются с участками доказанных запасов.

(iii) Оценки вероятных запасов также включают потенциальные дополнительные количества, связанные с более высоким коэффициентом извлечения геологических запасов углеводородов по сравнению с коэффициентом извлечения, предполагаемым для доказанных запасов.

(iv) См. также указания в пунктах (iv) и (vi) в определении возможных запасов.

Возможные запасы – Возможные запасы – это такие дополнительные запасы, вероятность отбора которых меньше вероятности отбора вероятных запасов.

(i) При использовании детерминистских методов существует низкая степень вероятности того, что фактические извлекаемые суммарные количества по проекту превысят доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы. При использовании вероятностных методов должна существовать, по крайней мере, 10% вероятность того, что фактические извлеченные количества будут равны или превысят оценки доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов.

(ii) Возможные запасы могут быть выделены на участках пласта, соседних с участками вероятных запасов, на которых уверенность в данных или интерпретации существующих данных понижается. Часто это касается участков, на которых по геолого-геофизическим и инженерным данным невозможно ясно выделить площадь или вертикальные пределы промышленной добычи из пласта в результате реализации определенного проекта.

(iii) Возможные запасы также включают дополнительные количества, связанные с более высоким коэффициентом извлечения геологических запасов углеводородов по сравнению с коэффициентом извлечения, предполагаемым для вероятных запасов.

(iv) Оценки доказанных плюс вероятных и доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов должны быть основаны на целесообразных альтернативных технических и коммерческих интерпретациях в пределах пласта или проекта, ясно задокументированных, включая сопоставление с результатами успешно реализованных аналогичных проектов.

(v) Возможные запасы могут быть выделены там, где по геолого-геофизическим и инженерным данным выделяют непосредственно примыкающие участки пласта в пределах одного коллекторского горизонта, которые могут быть

отделены от доказанных запасов нарушениями с амплитудой, не превышающей толщины свиты, или другими геологическими нарушениями, которые не были пройдены скважинами, и регистрант считает, что такой примыкающий участок сообщается с известным (доказанным) участком пласта. Возможные запасы могут быть выделены на участках, залегающих в структурном отношении выше или ниже доказанного участка, если эти участки сообщаются с участком доказанных запасов.

(vi) Согласно пункту (iii) определения доказанных запасов нефти и газа, когда прямыми наблюдениями определена верхняя граница нефтегазоносности и существует вероятность потенциального существования газовой шапки, доказанные запасы нефти должны быть выделены на участках, залегающих в структурном отношении выше верхней границы нефтегазоносности только в случаях, если более высоко залегающий контакт может быть установлен с обоснованной уверенностью с применением надежной технологии. Участки, не отвечающие критерию обоснованной уверенности, могут быть отнесены к вероятным и возможным запасам нефти и газа на основании свойств пластовых флюидов и интерпретаций градиента давления.

Разрабатываемые запасы нефти и газа – Разрабатываемые запасы нефти и газа – это запасы любой категории, извлечение которых ожидается:

- (i) из существующих скважин с применением существующего оборудования и методов разработки, или в случаях, когда стоимость необходимого оборудования относительно небольшая по сравнению со стоимостью новой скважины; и
- (ii) с применением установленного оборудования и инфраструктуры, действующей на дату оценки запасов, если для добычи не требуется бурение скважины.

Неразрабатываемые запасы – Неразрабатываемые запасы нефти и газа – это запасы любой категории, извлечение которых ожидается из новых скважин на еще неразбуренных участках или из

существующих скважин в случаях, когда необходимы относительно значительные затраты для перехода на другие горизонты.

(i) Запасы на неразбуренных участках ограничены участками, прилегающими к участкам добычи в пределах стандартного расстояния между скважинами, на которых после разбуривания с обоснованной степенью уверенности ожидается добыча, если нет обоснованной уверенности, полученной за счет применения надежной технологии, в рентабельной добыче на больших расстояниях.

(ii) На неразбуренных участках можно классифицировать неразрабатываемые запасы только при условии утвержденного проекта разработки, предусматривающего их разбуривание в течение пяти лет, если нет особых обстоятельств, оправдывающих более длительные сроки.

(iii) Ни при каких обстоятельствах неразрабатываемые запасы нельзя оценивать на участках, на которых рассматривается возможность применения закачки жидкости или иных методов интенсификации отдачи, если эффективность применения таких методов не была доказана выполнением фактических проектов в том же пласте или аналогичном пласте, как определено [в разделе 210.4-10(a) Определения], или другими свидетельствами, полученными с применением надежной технологии, устанавливающей обоснованную степень уверенности.

Окончательный перевод вероятных и возможных запасов в категорию доказанных запасов зависит от будущего бурения, испытаний и производительности скважин. Степень риска, учитываемого при оценке вероятных и возможных запасов, зависит от влияния экономических и технологических факторов, а также фактора времени. В настоящем отчете вероятные и возможные запасы не оценивались.

ОЦЕНКА ЗАПАСОВ

Оценки запасов были подготовлены с применением целесообразных геологических, инженерных и подсчетных принципов и методик, соответствующих практике, общепризнанной в нефтегазовой отрасли, как изложено в публикации Общества инженеров-нефтяников (SPE), озаглавленной «Стандарты, относящиеся к оценке и аудиту информации о запасах нефти и газа (с изменениями от 19 февраля 2007 г.)». Метод или комбинация методов, использованных для анализа каждой залежи, учитывали имеющийся опыт работы с аналогичными залежами, стадию разработки, качество и полноту основных данных, и историю добычи.

На основании текущей стадии разработки месторождений, параметров разработки, проектов разработки, предоставленных КМК, и анализа участков вблизи существующих скважин, по которым имеются результаты испытаний или данные добычи, запасы были классифицированы как доказанные.

По заявлению КМК руководство компании приняло обязательства по реализации проекта разработки, предоставленного КМК, и КМК обладает финансовыми возможностями для выполнения этого проекта разработки, включая бурение и заканчивание скважин, и установку оборудования и строительство объектов обустройства.

В соответствующих случаях, для оценки начальных геологических запасов нефти (НГЗН) применялся объемный метод. Для оконтуривания и оценки объемов залежей использовались структурные карты и карты равных толщин. Для построения этих карт и определения представительных величин пористости и водонасыщенности использовались данные электрических и радиоактивных методов каротажа, анализы керна и иные имеющиеся данные.

На месторождениях, оцениваемых объемным методом, оценки начальных извлекаемых запасов были получены с применением к НГЗН коэффициентов извлечения. Коэффициенты извлечения оценивались с учетом характера пластовой энергии, результатов анализов углеводородов, структурного положения залежей и истории добычи.

Запасы залежей, разрабатываемых в режиме истощения, или демонстрирующих явную тенденцию падения дебитов или иные диагностические характеристики, оценивались при помощи соответствующих

кривых падения добычи или иных зависимостей, характеризующих производительность. При анализе кривых падения добычи запасы оценивались только до предела рентабельной добычи в соответствии с правилами, изложенными в разделе отчета «Определение запасов», или до конца действия лицензии, в зависимости от того, что наступит раньше.

В некоторых случаях запасы оценивались с применением элементов аналогии с подобными скважинами, залежами или месторождениями, для которых имелись более полные данные.

Прогнозы доказанных запасов в настоящем отчете ограничены сроками действия лицензий до 2028, 2028, 2033 и 2030 гг. для месторождений Кокжиде, Кокжиде-подсолевой, Кумсай и Мортук, соответственно.

Для подготовки оценок запасов, приведенных в настоящем отчете, использовались данные по скважинам, пробуренным на 31 декабря 2018 г., предоставленные КМК для настоящего подсчета. Оценки запасов подготовлены с учетом данных месячной добычи, имевшихся только по сентябрь 2018 г. включительно. Оценки общих извлекаемых запасов получены вычитанием общей добычи по декабрь 2018 г. из оцененных начальных извлекаемых запасов. Для этого добычу за 3 месяца потребовалось рассчитать.

Запасы нефти, оцениваемые в настоящем отчете, будут получены в результате нормальной сепарации на месторождении и выражены в тысячах баррелей (тыс.барр). В расчетах 1 баррель принят равным 42 американским галлонам. Добываемый попутный газ в настоящее время используется на нужды промысла и при подготовке отчета не оценивался.

Месторождения Кокжиде, Кокжиде-подсолевой, Кумсай и Мортук оценены методом анализа показателей разработки в сочетании с объемным методом подсчета.

Будущие дебиты нефти в настоящем отчете основаны на фактических дебитах по последним имеющимся данным. Дебиты, использованные при подготовке прогнозов добычи, находятся в пределах промышленных возможностей скважин или продуктивных горизонтов, основанных на имеющихся данных. КМК предоставила информацию по текущим и будущим уровням добычи нефти на месторождениях Кокжиде, Кокжиде-подсолевой, Кумсай

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

и Мортук. Такая информация учитывалась при прогнозировании уровней добычи нефти

Оценки общих и чистых доказанных разрабатываемых, доказанных неразрабатываемых и суммарных доказанных запасов приведены в таблице 2 по месторождениям.

СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ

Значения выручки, приведенные в настоящем отчете, оценивались на основании исходных цен, расходов и затрат, предоставленных КМК. Будущие цены рассчитывались в соответствии с рекомендациями SEC и FASB. Стоимостные оценки доказанных запасов основаны на прогнозах оцениваемой добычи и выручки, подготовленных для рассматриваемых активов.

Оценки выручки в настоящем отчете рассчитывались для определенных активов в соответствии с условиями лицензии. В оценке приведенных в отчете значений выручки использовались рассматриваемые ниже экономические допущения:

Цены на нефть

По заявлению КМК, цены на нефть основаны на справочных ценах. Справочная цена была рассчитана как не взвешенное среднее арифметическое цен на первое число каждого месяца в течение 12-месячного периода, предшествующего дате окончания отчетного периода. КМК также заявила, что она предоставила соответствующие коэффициенты, применяемые к справочной цене. По заявлению КМК, средние за 12 месяцев цены на нефть основаны на средней за 12 месяцев справочной цене марки Brent 71,54 \$США за баррель. По заявлению КМК нефть будет реализовываться на двух экспортных рынках и на внутреннем рынке. Количество, которое будет поставляться на экспорт в Европу, составляет 40,73 процента, количество, которое будет поставляться на экспорт в Китай, составляет 0,67 процента и количество, реализуемое на внутреннем рынке, составляет 58,60 процента. Такое процентное распределение по рынкам сбыта и средняя за 12 месяцев цена, предоставленная СНПИ-КМК по каждому рынку сбыта, позволили получить средневзвешенную по объему цену нефти. Средневзвешенная по объему цена на нефть составила 40,91 \$США за баррель для оцениваемых доказанных разрабатываемых запасов и 40,87 \$США за баррель для оцениваемых суммарных доказанных запасов. Цена нефти считалась постоянной в течение срока эксплуатации актива.

Эксплуатационные расходы, капитальные и ликвидационные затраты

Оценки эксплуатационных расходов, основанные на текущих расходах, были использованы на срок эксплуатации активов без увеличения с учетом инфляции в будущем. В некоторых случаях могли быть использованы будущие значения выше или ниже текущих, вследствие ожидаемых изменений в условиях эксплуатации. Оценки будущих капитальных затрат и эксплуатационных расходов были основаны на фактических затратах 2018 г. без учета инфляции. Прогнозы будущих эксплуатационных расходов и капитальных затрат были предоставлены КМК и использованы с соответствующими поправками. Ликвидационные затраты, представляющие собой затраты, связанные с вывозом оборудования, ликвидацией скважин и рекультивационными и восстановительными работами, связанными с ликвидацией промысла, были предоставлены КМК.

Налоги

Было принято, что налоговые условия, соответствующие текущему законодательству и предоставленные КМК, остаются неизменными. Налоги на прибыль, действующие в Китае, стране регистрации КМК, в оценке потока наличности не учитывались.

Рассматриваемые налоги включают налог на добычу нефти, начисляемый по прогрессивной шкале в зависимости от годовой добычи нефти. При продаже на экспорт и на внутреннем рынке применяются разные ставки. На основании информации, предоставленной КМК, 0,67 процента будущей добычи нефти будет поставляться на экспорт в другие регионы Китая, а 40,73 процента будущей добычи нефти будет поставляться на экспорт в Европу. Остальная продукция будет реализована на внутреннем рынке.

Налог на прибыль оценивался по ставке 20 процентов от налогооблагаемого дохода.

Помимо этого, Контрактная территория КМК облагается рентным налогом на экспорт сырой нефти и налогом на сверхприбыль. Налогооблагаемая база рентного налога рассчитывалась как объем экспортируемой нефти, умноженный на справочную цену марки Brent. Экспортируемая сырая нефть облагается рентным налогом, начисляемым по прогрессивной шкале. Ставка налога изменяется от 7 процентов при цене на нефть от 41 \$США до 50 \$США за баррель до максимума 32 процента при цене на нефть свыше 180 \$США за баррель. С учетом справочной цены на марку Brent 71,54 \$США за баррель, ставка рентного налога, применявшегося к объему экспортируемой нефти, составила 16 процентов.

Налог на сверхприбыль выплачивается по прогрессивной шкале на транши дохода, остающиеся после вычета налога на прибыль. Налогооблагаемые транши рассчитываются при помощи коэффициентов, применяемых к необлагаемым налогом расходам. Налоги на прибыль и сверхприбыль приведены как налог на прибыль в таблице 3. Все остальные налоги включены в графу «Прочие налоги» в таблице 3.

По нашему мнению, информация, касающаяся оцениваемых доказанных запасов, оцениваемого потока наличности, связанного с доказанными запасами, и текущей стоимости оцениваемого потока наличности, связанного с доказанными запасами нефти, представленная в настоящем отчете, была подготовлена в соответствии с параграфами 932-235-50-4, 932-235-50-6, 932-235-50-7, 932-235-50-9, 932-235-50-30 и 932-235-50-31(a), (b) и (e) Новой редакции Бухгалтерских стандартов 932-235-50, *Добывающие отрасли – нефть и газ (Тема 932): Оценка запасов нефти и газа и раскрытие информации* (январь 2010 г.) Совета по стандартам финансового учета, и с Правилами 4–10(a) (1)-(32) Предписания S-X и Правилами 302(b), 1201, 1202(a) (1), (2), (3), (4), (8)(i), (ii) и (v)-(x), и 1203(a) Предписания S-K Комиссии США по ценным бумагам и биржам; принимая во внимание, однако, что (i) будущие затраты на налог на прибыль, действующий в Китае, не были учтены в оценках потока наличности и текущей стоимости, представленных в отчете, и (ii) оценки доказанных разрабатываемых и доказанных неразрабатываемых запасов не представлены на начало года. В настоящем отчете не раскрыта некоторая информация, как требуется в соответствии с пунктом 1202 (a)(8) Предписания S-K и поэтому не

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

может быть использован для включения в определенные документы, подаваемые в SEC.

В тех случаях, когда перечисленные выше правила, предписания и положения требуют определений бухгалтерского или юридического характера, мы, являясь инженерами, по объективным причинам не можем выразить мнения о том, соответствует ли изложенная выше информация таким определениям и является ли достаточной в соответствии с ними.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

КМК заявляет, что ему причитается доля участия в месторождениях Кокжиде, Кокжиде-подсолевой, Кумсай и Мортук, расположенных в пределах контрактной территории КМК в Казахстане. Оцениваемые чистые доказанные разрабатываемые, доказанные неразрабатываемые и суммарные доказанные запасы оцениваемых объектов по состоянию на 31 декабря 2018 г. приведены ниже, выраженные в тысячах баррелей (тыс.барр):

	Чистые запасы нефти (тыс.барр)
Доказанные разрабатываемые	8,006
Доказанные неразрабатываемые	<u>1,909</u>
Суммарные доказанные	9,915

Оценки потока наличности КМК и текущей стоимости КМК при ставке дисконта 10 процентов, которые будут получены в результате добычи и продажи чистых доказанных разрабатываемых, доказанных неразрабатываемых и суммарных доказанных запасов оцениваемых объектов по состоянию на 31 декабря 2018 г., рассчитанные в соответствии с правилами, установленными SEC, приведены ниже, выраженные в тысячах долларов США (тыс.\$США):

	КМК	
	Поток наличности (тыс.\$США)	Текущая стоимость при 10 процентах (тыс.\$США)
Доказанные разрабатываемые	122,027	84,355
Доказанные неразрабатываемые	<u>23,351</u>	<u>13,937</u>
Суммарные доказанные	145,378	98,292

Несмотря на то, что время от времени законодательство в отношении нефтегазовой промышленности может изменяться, отражаясь на возможности компании добывать свои запасы, нам не известно о каких-либо государственных мерах, которые могли бы ограничить добычу запасов, оцениваемых по состоянию на 31 декабря 2018 г.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

«ДеГольер энд МакНотон» является независимой консультационной инженерной фирмой в нефтегазовой отрасли, предоставляющей консультационные услуги в нефтегазовой сфере во всем мире с 1936 г. Наш гонорар не зависел от результатов нашей оценки. Настоящий отчет подготовлен по запросу КМК. Специалисты «ДеГольер энд МакНотон» использовали все допущения, процессы, данные и методы, которые они считали необходимыми для подготовки настоящего отчета.

Передано Заказчику,

ДеГОЛЬЕР энд МакНОТОН
Зарегистрированная в Техасе инженерная
фирма F-716

ПОДПИСАНО: 31 января 2019 г.

Гэри Л. МакКензи, п.и.
Старший вице-президент
ДеГольер энд МакНотон

ТАБЛИЦА 1
РАБОЧАЯ ДОЛЯ УЧАСТИЯ и СРОК ДЕЙСТВИЯ КОНЦЕССИИ
по состоянию на
31 ДЕКАБРЯ 2018 Г.
НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ КМК
с долей участия, причитающейся
АО "КМК МУНАЙ"
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ВАРИАНТ SEC

Месторождение	Налоговый режим	Доля собственности (%)	Представляемая чистая доля (%)	Срок действия концессии
Кокжиде	Концессия	50.00	50.00	2028 г.
Кокжиде-подсолевой	Концессия	50.00	50.00	2028 г.
Кумсай	Концессия	50.00	50.00	2033 г.
Мортук	Концессия	50.00	50.00	2030 г.

ТАБЛИЦА 2
СВОДНЫЕ ЗАПАСЫ
по состоянию на
31 ДЕКАБРЯ 2018 Г.
НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ КМК
с долей участия, причитающейся
АО "КМК МУНАЙ"
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН



ВАРИАНТ SEC

Месторождение	Общие запасы		
	Нефть (тыс.барр)		
	Доказанные разрабатываемые	Доказанные неразрабатываемые	Суммарные доказанные
Месторождение Кокжиде	2,095	1,055	3,150
Месторождение Кокжиде подсолевой	495	0	495
Месторождение Кумсай	10,257	1,452	11,709
Месторождение Мортук	3,165	1,311	4,476
Всего	16,012	3,818	19,830

Месторождение	Чистые запасы		
	Нефть (тыс.барр)		
	Доказанные разрабатываемые	Доказанные неразрабатываемые	Суммарные доказанные
Месторождение Кокжиде	1,048	527	1,575
Месторождение Кокжиде подсолевой	248	0	248
Месторождение Кумсай	5,128	726	5,854
Месторождение Мортук	1,582	656	2,238
Всего	8,006	1,909	9,915

ТАБЛИЦА 3
СВОДНЫЕ ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ и ВЫРУЧКА
 по состоянию на
31 ДЕКАБРЯ 2018 Г.
НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ КМК
 с долей участия, причитающейся
АО "КМК МУНАЙ"
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ВАРИАНТ SEC

Категория запасов	Общие						СНПС-КМК		
	Запасы Нефть (тыс.барр)	Будущая общая выручка (тыс.\$США)	Эксплуата- ционные расходы (тыс.\$США)	Капитальные и ликвидационные затраты (тыс.\$США)	Прочие налоги (тыс.\$США)	Налог на прибыль (тыс.\$США)	Поток наличности (тыс.\$США)	Поток наличности (тыс.\$США)	Текущая стоимость при 10 процентах (тыс.\$США)
Доказанные разрабатываемые	16,012	655,014	151,358	7,180	108,483	143,940	244,053	122,027	84,355
Суммарные доказанные	19,830	810,432	172,835	70,718	134,905	141,218	290,756	145,378	98,292

Примечание: Налог на прибыль включает налоги на прибыль и сверхприбыль. Прочие налоги включают налог на имущество, налог на добычу и рентный налог.