

**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

**APPRAISAL REPORT**  
**as of**  
**DECEMBER 31, 2012**  
**on the**  
**OIL and NATURAL GAS RESERVES**  
**owned by**  
**RUSPETRO, LLC**  
**in the**  
**KRASNOLENINSKOYE FIELD**  
**KHANTY-MANSIA AUTONOMOUS OKRUG**  
**WESTERN SIBERIA**  
**RUSSIA**

**TABLE of CONTENTS**

	<u>Page</u>
<b>FOREWORD</b> .....	1
Scope of Investigation .....	1
Authority .....	3
Source of Information .....	3
<b>DEFINITION of RESERVES</b> .....	4
<b>ESTIMATION of RESERVES</b> .....	7
<b>VALUATION of RESERVES</b> .....	9
<b>SUMMARY and CONCLUSIONS</b> .....	13
 <b>TABLES</b>	
Table 1 – Summary of Reserves	
Table 2 – Field Evaluated	
Table 3 – Economic Parameters	
Table 4 – Estimates of Original Oil in Place	
Table 5 – Estimates of Original Gas in Place	
Table 6 – Summary of Reserves and Revenue	
Table 7 – Projection of Proved Developed Reserves and Revenue	
Table 8 – Projection of Total Proved Reserves and Revenue	
Table 9 – Projection of Proved-plus-Probable Reserves and Revenue	
 <b>FIGURES</b>	
Figure 1 – Location Map	
Figure 2 – Generalized Chronostratigraphic Chart, West Siberian Basin	

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

**APPRAISAL REPORT**  
**as of**  
**DECEMBER 31, 2012**  
**on the**  
**OIL and NATURAL GAS RESERVES**  
**owned by**  
**RUSPETRO, LLC**  
**in the**  
**KRASNOLENINSKOYE FIELD**  
**KHANTY-MANSIA AUTONOMOUS OKRUG**  
**WESTERN SIBERIA**  
**RUSSIA**

**FOREWORD**

Scope of Investigation

This report presents an appraisal, as of December 31, 2012, of the estimates of the extent of the proved, probable, and possible oil and natural gas reserves and the estimates of the value of the proved and proved-plus-probable reserves that RUSPETRO, LLC (RUSPETRO) has represented that it owns in the Krasnoleninskoye field, which includes the Palyanovsky, East Inginsky, and Pottymsko-Inginsky license areas in Russia.

Estimates of proved, probable, and possible reserves presented in this report have been prepared in accordance with the Petroleum Resources Management System (PRMS) approved in March 2007 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, and the Society of Petroleum Evaluation Engineers. These reserves definitions are discussed in detail in the Definition of Reserves section of this report.

RUSPETRO has represented that the Russian Law on Subsoil provides for the extension of production licenses at the request of the license holder if there exists economic reserves upon the expiration of

the primary term, provided the license holder is in material compliance with the terms of the existing license. We understand that the principal requirements for license extension are that the license holder complies with the material terms of the license and that mineral extraction has not been completed. As in the past, RUSPETRO is required to submit to the appropriate government agency for approval, prior to production, individual field development plans based on the economic life of the field and not based on the term of the associated license. RUSPETRO has represented that upon completion of the primary term of its current licenses it intends to continue to extend these licenses until the end of the economic life of the associated field, and that it intends to proceed accordingly with development and operation of this field. Based on these representations we have included as proved, probable, and possible reserves those volumes that are estimated to be economically producible from the field evaluated after the expiration of the primary term of their licenses.

Reserves estimated in this report are gross and net reserves. Gross reserves are defined as the total oil and natural gas to be produced after December 31, 2012. Net reserves are that portion of the gross reserves attributable to the interest owned by RUSPETRO. RUSPETRO represents that it has an ownership interest of 100 percent in the field evaluated (Table 2). Therefore, gross reserves are equal to net reserves. Gross reserves and net reserves are expressed herein as reserves.

This report presents values that were estimated for proved and proved-plus-probable reserves using prices and costs escalated through 2013, then held constant. Current (December 31, 2012) estimates of prices, operating expenses, and capital costs were used for the life of the property. Prices and costs were provided in Russian rubles (R) and United States dollars (U.S.\$). The exchange rate used in this report was R30.3727 per U.S.\$1.00. All values were estimated in U.S. dollars, and all prices, costs, and revenue shown in this report are expressed in U.S. dollars. A detailed explanation of future price and cost assumptions is included in the Valuation of Reserves section of this report.

In this report, values of the proved and proved-plus-probable reserves are expressed in terms of estimated future gross revenue, future net revenue, and present worth. Future gross revenue is that revenue to be realized from the production and sale of the estimated reserves at the sales price. Future net revenue is calculated by deducting estimated operating expenses, capital and abandonment costs, production and other taxes, and profit tax

from the future gross revenue. Operating expenses include field operating expenses, transportation expenses, compression charges, and an allocation of overhead that directly relates to production activities. Future profit tax expenses at the field level only are taken into account in the preparation of these estimates. Present worth is defined as future net revenue discounted at a specified discount rate compounded monthly over the expected period of realization. In this report, present worth values are reported in detail using a discount rate of 10 percent and values using discount rates of 8, 12, and 15 percent are reported as totals. All values presented in this report are expressed in thousands of United States dollars (10<sup>3</sup>U.S.\$).

Estimates of oil and gas reserves and future net revenue should be regarded only as estimates that may change as further production history and additional information become available. Not only are such reserves and revenue 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. Donald Wolcott, Deputy General Director, RUSPETRO.

Source of Information

Information used in the preparation of this report was obtained from RUSPETRO. In the preparation of this report we have relied, without independent verification, upon information furnished by RUSPETRO with respect to ownership, production, current costs of operation and development, current prices for production, agreements relating to current and future operations and sale of production, and various other information and data that were accepted as represented. A field inspection was conducted in August 2011.

## **DEFINITION of RESERVES**

The proved, probable, and possible reserves presented in this report have been prepared in accordance with the PRMS approved in March 2007 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, and the Society of Petroleum Evaluation Engineers. The petroleum reserves are defined as follows:

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

*Proved Reserves* – Proved Reserves are those quantities of petroleum which, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations. If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90-percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.

*Unproved Reserves* – Unproved Reserves are based on geoscience and/or engineering data similar to that used in estimates of Proved Reserves, but technical or other uncertainties preclude such reserves being classified as Proved. Unproved Reserves may be further categorized as Probable Reserves and Possible Reserves.

*Probable Reserves* – Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves. It is

equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50-percent probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.

*Possible Reserves* – Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data suggest are less likely to be recoverable than Probable Reserves. The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible Reserves (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 10-percent probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.

*Reserves Status Categories* – Reserves status categories define the development and producing status of wells and reservoirs.

*Developed Reserves* – Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities. Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.

*Developed Producing Reserves* – Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate. Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.

*Developed Non-Producing Reserves* – Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves. Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion



intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future recompletion prior to the start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

*Undeveloped Reserves* – Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments: (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

The extent to which probable and possible reserves ultimately may be recategorized 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. Probable and possible reserves in this report have not been adjusted in consideration of these additional risks to make them comparable to proved reserves.

## **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 and in accordance with definitions established by the PRMS. 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.

When applicable, the volumetric method was used to estimate the original oil in place (OOIP) and original gas in place (OGIP). Structure maps were prepared to delineate each reservoir, and isopach maps were constructed to estimate reservoir volume. 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. When adequate data were available and when circumstances justified, material-balance and other engineering methods were used to estimate OOIP and OGIP.

Estimates of ultimate recovery were obtained after applying recovery factors to OOIP and OGIP. 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 properties, and the production histories. When applicable, material-balance and other engineering methods were used to estimate recovery factors. In such cases, an analysis of reservoir performance, including production rate, reservoir pressure, and gas-oil ratio behavior, was used in the estimation of reserves.

Estimates of OOIP and OGIP for the Krasnoleninskoye field are shown in Tables 4 and 5.

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 based on current economic conditions.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Data provided by RUSPETRO from certain wells drilled through December 31, 2012, and made available for this evaluation, have been used to prepare the estimates shown herein.

Estimates of oil reserves are expressed herein in thousands of barrels ( $10^3$ bbl) and thousands of metric tons ( $10^3$ mt).

Gas reserves estimated herein are reported as sales gas. Sales gas is the deliverable quantity of gas available for sales after deductions for various losses and usage. Gas quantities estimated herein are expressed at a temperature base of 20 °C and a pressure base of 1 atmosphere. Estimates of gas reserves are expressed in millions of cubic feet ( $10^6$ ft<sup>3</sup>) and millions of cubic meters ( $10^6$ m<sup>3</sup>).

## **VALUATION of RESERVES**

Revenue values in this report were estimated using the prices and costs provided by RUSPETRO. The prices used in this report have been reviewed and accepted by RUSPETRO. Values presented herein were estimated in U.S. dollars (U.S.\$) using an exchange rate of R30.3727 per U.S.\$1.00. For this report, no attempt was made to optimize the present worth by considering alternative field development scenarios.

In this report, values for proved and proved-plus-probable reserves are based on projections of estimated future production and revenue prepared for these properties with no risk adjustment applied to the probable reserves. Probable reserves involve substantially higher risk than proved reserves. Revenue values for probable reserves have not been adjusted to account for such risks; this adjustment would be necessary in order to make probable reserves values comparable with values for proved reserves. The following assumptions were supplied by RUSPETRO and used for estimating future prices and costs in this report.

*Prices* – RUSPETRO provided oil, condensate, and gas prices as shown in Table 3 for the Krasnoleninskoye field.

### *Revenue*

#### *Future Gross Revenue*

Future gross revenue is that revenue to be realized from the production and sale of the estimated gross reserves at the sales price.

#### *Future Net Revenue*

Future net revenue was calculated by deducting estimated operating expenses, capital and abandonment costs, production and other taxes, and profit tax from future gross revenue.

### *Present Worth*

Present worth is defined as future net revenue discounted at a rate specified by RUSPETRO and compounded monthly over the expected period of realization. In this report, a present worth value using a discount rate of 10 percent is reported in detail.

*Operating and Capital Expenditures* – Current operating and capital expenditures and expenditure forecasts provided by RUSPETRO were used to estimate future expenditures required to operate the field. In certain cases, future expenditures, either higher or lower than current expenditures, were used because of anticipated changes in operating conditions.

### *Operating Expenses*

Operating expenses consist of fixed and variable components that were projected to facilitate activities related to the production and sale of reserves from the evaluated field and are based on actual area historical expenses and forecast expenses from RUSPETRO.

### *Capital Costs*

Capital costs for drilling wells, facilities, and other significant development programs in the field were based on actual area historical costs and forecasted costs from RUSPETRO.

### *Transportation Costs*

Transportation costs for sales of crude oil were provided by RUSPETRO.

### *Depreciation*

Future capital expenditures were amortized over a period of 7 years. Depreciation was applied from the first year of the expenditure. Capital expenditures were estimated to occur evenly throughout the year and depreciation was estimated

monthly. Additionally the calculated depreciation includes 30 percent accelerated depreciation for the first year as provided by the Russian Tax Law.

#### *Abandonment Costs*

Abandonment costs were estimated by analogy to other similar projects in the region.

*Taxes* – A continuation of all regulatory practices approved or in place, as of December 31, 2012, was maintained in this analysis. Taxes are numerous, and some are more significant than others. The most prominent taxes are discussed as follows:

#### *Asset Tax*

Asset taxes were estimated annually using a rate of 2.2 percent of the average annual residual cost of the main assets based on the bookkeeping data.

#### *Social Contributions*

Payments towards the pension fund, social insurance fund, and federal fund of mandatory medical insurance were estimated using rates provided by RUSPETRO.

#### *Production Tax*

The production tax was estimated for oil, gas, and condensate as follows:

*Oil* – The oil production tax was estimated using a reference rate per metric ton with adjustments for the market price of oil and the Russian Ruble exchange rate using a reference rate of R470 per metric ton.

*Depletion Allowance:* All fields subject to the oil production tax are eligible for a depletion allowance, whereby the amount of the oil production tax is decreased

as the production exceeds 80-percent depletion. Depletion is defined as the total cumulative oil production divided by the initial recoverable reserves as defined by the Russian A+B+C1+C2 classifications. The allowance is calculated as a variable factor ranging from 1.0 at 80-percent depletion to 0.3 at a depletion of 100 percent or greater. The Russian reserves classifications are not analogous to the definitions used in this report, and so the timing and value of the depletion allowance included in this report may be different than that calculated under a different set of reserves definitions.

*Gas* – The gas production tax was applied only to the nonassociated separator gas at an average rate of R333 per thousand cubic meters in 2013, R471 per thousand cubic meters in 2014, and R552 per thousand cubic meters for 2015 and thereafter.

*Condensate* – The condensate production tax was estimated using a rate of R590 per metric ton in 2013, R647 per metric ton in 2014, and R679 per metric ton in 2015 and thereafter.

#### *Profit Tax*

Profit tax was estimated using a rate of 20 percent applied to taxable income. Taxable income was calculated by deducting operating expenses, depreciation, and other taxes from future gross revenue.

Included with this report are tabulations and projections of reserves estimates and valuations presented by reserves classification, both in summary and in detail. Table 1 shows a summary of reserves. Table 6 summarizes the reserves and revenues in total. Tables 7 through 9 show annual projections of future production and revenues for various reserves cases. Figure 1 is a location map showing the general location of the field. A generalized chronostratigraphic chart of the basin is presented on Figure 2.

**SUMMARY and CONCLUSIONS**

RUSPETRO has represented that it owns oil and gas reserves located in the Krasnoleninskoye field in Russia. Estimates of the proved, probable, and possible reserves of the Krasnoleninskoye field, as of December 31, 2012, are presented below, expressed in thousands of barrels ( $10^3$  bbl) and thousands of metric tons ( $10^3$  mt) or millions of cubic feet ( $10^6$  ft<sup>3</sup>) and millions of cubic meters ( $10^6$  m<sup>3</sup>). Gas reserves estimated herein are expressed at a temperature base of 20 °C and at a pressure base of 1 atmosphere.

	<u>English Units</u>		<u>Metric Units</u>	
	<u>Oil (<math>10^3</math> bbl)</u>	<u>Sales Gas (<math>10^6</math> ft<sup>3</sup>)</u>	<u>Oil (<math>10^3</math> mt)</u>	<u>Sales Gas (<math>10^6</math> m<sup>3</sup>)</u>
Proved Developed	16,126	0	2,069	0
Proved Undeveloped	<u>188,462</u>	<u>174,166</u>	<u>24,858</u>	<u>4,932</u>
<b>Total Proved</b>	<b>204,588</b>	<b>174,166</b>	<b>26,927</b>	<b>4,932</b>
Probable*	1,479,619	746,071	195,077	21,127
Possible*	397,774	82,584	52,478	2,337

\* Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.

The estimated future net revenue and present worth at 10 percent to be derived from the production and sale of the proved and proved-plus-probable reserves of the Krasnoleninskoye field, as of December 31, 2012, are summarized as follows. Values were estimated in thousands of U.S. dollars ( $10^3$  U.S.\$) using the exchange rate of R30.3727 per U.S.\$1.00.

	<u>Future Net Revenue* (<math>10^3</math> U.S.\$)</u>	<u>Present Worth at 10 Percent at 10 Percent (<math>10^3</math> U.S.\$)</u>
Proved Developed	307,742	202,257
Proved Undeveloped	<u>1,664,131</u>	<u>954,927</u>
<b>Total Proved</b>	<b>1,971,873</b>	<b>1,157,184</b>
Proved plus Probable *	33,441,501	10,436,921

\* Values for probable reserves have not been risk adjusted to make them comparable to values for proved reserves.



DEGOLYER AND MACNAUGHTON

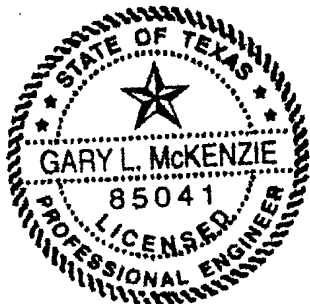
Included in this report are tables detailing RUSPETRO reserves and revenue in total.

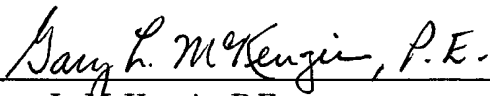
Submitted,



DeGOLYER and MacNAUGHTON  
Texas Registered Engineering Firm F-716

SIGNED: February 26, 2013



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

**TABLE 1**  
**SUMMARY of RESERVES**  
as of  
**DECEMBER 31, 2012**  
for  
**CERTAIN ASSETS**  
owned by  
**RUSPETRO, LLC**  
**WESTERN SIBERIA, RUSSIA**

Reserves Category	English Units		Metric Units	
	Oil and Condensate (10 <sup>3</sup> bbl)	Sales Gas (10 <sup>6</sup> ft <sup>3</sup> )	Oil and Condensate (10 <sup>3</sup> mt)	Sales Gas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
Cumulative	8,450	0	1,102	0
Proved Developed	16,126	0	2,069	0
Proved Undeveloped	188,462	174,166	24,858	4,932
<b>Total Proved</b>	<b>204,588</b>	<b>174,166</b>	<b>26,927</b>	<b>4,932</b>
Probable	1,479,619	746,071	195,077	21,127
Possible	397,774	82,584	52,478	2,337

Notes:

1. RUSPETRO's net interest is 100 percent; therefore, gross reserves are equal to net reserves.
2. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.



**TABLE 2  
FIELD EVALUATED  
as of  
DECEMBER 31, 2012  
for  
RUSPETRO, LLC  
WESTERN SIBERIA, RUSSIA**

<b>Field</b>	<b>Reported Interest (%)</b>	<b>Net Interest (%)</b>
Krasnoleninskoye	100.0	100.0

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



**TABLE 3**  
**ECONOMIC PARAMETERS**  
 as of  
**DECEMBER 31, 2012**  
 for  
**CERTAIN ASSETS**  
 owned by  
**RUSPETRO, LLC**  
**WESTERN SIBERIA, RUSSIA**

<b>Exchange Rate, Ruble/U.S.\$</b>	30.3727		
<b>Oil Sales Allocation</b>			
Export Market, %		50.0	
Domestic Market, %		50.0	
<b>Condensate Sales Allocation</b>			
Export Market, %		0.0	
Domestic Market, %		100.0	
<b>Gas Sales Allocation</b>			
Export Market, %		0.0	
Domestic Market, %		100.0	
	<u>Ruble/mt</u>	<u>U.S.\$/mt</u>	
<b>Export Oil Price</b>	22,111.33	728.00	
Less			
Export Tariff	10,827.87	356.50	
Transportation	1,713.63	56.42	
Net Export Oil Price	9,569.83	315.08	
	<u>Ruble/mt</u>	<u>U.S.\$/mt</u>	
<b>Domestic Oil/Condensate Price - 2013</b>	11,938.13	393.05	
Less			
VAT	1,821.07	59.95	
Transportation	0.00	0.00	
Net Domestic Oil/Condensate Price	10,117.06	333.10	
	<u>Ruble/mt</u>	<u>U.S.\$/mt</u>	
<b>Domestic Oil/Condensate Price - 2014 and forward</b>	11,000.00	362.17	
Less			
VAT	1,677.97	55.25	
Transportation	0.00	0.00	
Net Domestic Oil/Condensate Price	9,322.03	306.92	
	<u>Ruble/MCM</u>	<u>U.S.\$/MCM</u>	
<b>Domestic Gas Price</b>	1,500.00	49.39	
Less			
VAT	228.81	7.54	
Transportation	0.00	0.00	
Net Domestic Gas Price	1,271.19	41.85	

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

TABLE 4  
ESTIMATES of ORIGINAL OIL in PLACE  
AS OF  
DECEMBER 31, 2012  
for  
CERTAIN ASSETS  
owned by  
RUSPETRO, LLC  
WESTERN SIBERIA, RUSSIA

Reservoir	Reserves Category	Reservoir Area and Volume				Average Reservoir Parameters						
		Surface Area (km <sup>2</sup> )	Net Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Pore Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Hydrocarbon Pore Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Average Net Thickness (m)	Porosity (%)	Oil Saturation (%)	Oil Density (g/cm <sup>3</sup> )	FVF (RC/SC)	OIP (10 <sup>3</sup> mt)	OIP (10 <sup>3</sup> bbl)
VK1	Proved	1.4	7,783	2,024	1,052	5.6	26.0	52.0	0.821	1.160	745	5,708
	Proved plus Probable	33.0	127,905	33,256	17,293	3.9	26.0	52.0	0.821	1.160	12,239	93,765
	Proved plus Probable plus Possible	91.8	292,497	76,050	39,546	3.2	26.0	52.0	0.821	1.160	27,989	214,428
VK2	Proved	2.3	3,435	931	484	1.5	27.1	52.0	0.821	1.160	344	2,635
	Proved plus Probable	5.0	7,491	2,030	1,055	1.5	27.1	52.0	0.821	1.160	750	5,745
	Proved plus Probable plus Possible	7.6	11,067	2,999	1,559	1.5	27.1	52.0	0.821	1.160	1,108	8,488
UK1	Proved	82.6	1,793,622	16,112	11,809	21.7	0.9	73.0	0.830	1.300	7,540	57,139
	Proved plus Probable	162.2	3,215,773	29,906	21,662	19.8	1.0	71.0	0.830	1.300	13,831	104,813
	Proved plus Probable plus Possible	709.4	4,417,176	42,316	29,883	6.2	1.0	66.0	0.830	1.300	19,079	144,583
UK2-8	Proved	191.1	2,857,088	326,805	232,838	15.0	11.4	71.2	0.830	1.430	135,144	1,024,133
	Proved plus Probable	662.0	17,703,015	2,016,213	1,396,712	26.7	11.4	69.3	0.830	1.430	810,679	6,143,394
	Proved plus Probable plus Possible	1,007.9	27,295,062	3,087,754	2,123,851	27.1	11.3	68.8	0.830	1.430	1,292,725	9,341,695
UK9	Proved	10.6	31,081	1,844	1,282	2.9	5.9	69.5	0.830	1.580	673	5,100
	Proved plus Probable	122.9	178,034	10,528	7,170	1.4	5.9	68.1	0.830	1.580	3,767	28,547
	Proved plus Probable plus Possible	222.5	255,165	15,343	10,539	1.1	6.0	68.7	0.830	1.580	5,536	41,952
UK10-11	Proved	48.6	798,698	68,863	48,194	16.4	8.6	70.0	0.821	1.546	25,593	196,072
	Proved plus Probable	175.3	3,094,197	253,975	177,291	17.7	8.2	69.8	0.821	1.546	94,150	721,298
	Proved plus Probable plus Possible	351.6	5,816,604	498,561	357,994	16.5	8.6	71.8	0.821	1.546	190,112	1,456,478
<b>Total</b>											<b>170,039</b>	<b>1,290,787</b>
											<b>935,416</b>	<b>7,097,562</b>
											<b>1,476,549</b>	<b>11,207,624</b>

Notes:  
1. Formation volume factor (FVF) is the ratio of fluid volumes at reservoir conditions to standard surface conditions (RC/SC).  
2. These volumes have been estimated prior to any consideration of performance, final development plans, or economic analysis.

**TABLE 5**  
**ESTIMATES of ORIGINAL GAS in PLACE**  
**AREAS ASSOCIATED with PROVED, PROBABLE, and POSSIBLE VOLUMES**  
as of  
DECEMBER 31, 2012  
for  
CERTAIN ASSETS  
owned by  
RUSPETRO, LLC  
WESTERN SIBERIA, RUSSIA

Reservoir	Reserves Category	Reservoir Area and Volume			Average Reservoir Parameters				OGIP (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	OGIP (10 <sup>9</sup> ft <sup>3</sup> )	
		Surface Area (km <sup>2</sup> )	Net Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Pore Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Hydrocarbon Pore Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Net Thickness (m)	Porosity (%)	Gas Saturation (%)			Formation Volume Factor (SC/RC)
UK&10	Proved	41.9	608	38	23	14.5	6.3	60.5	232.4	5.35	189
	Proved plus Probable	78.4	1,403	91	59	17.9	6.5	64.8	232.4	13.71	484
	Proved plus Probable plus Possible	101.0	1,679	111	73	16.6	6.6	65.8	232.4	16.97	599
<b>Total</b>	<b>Proved</b>									<b>5.35</b>	<b>189</b>
	<b>Proved plus Probable</b>									<b>13.71</b>	<b>484</b>
	<b>Proved plus Probable plus Possible</b>									<b>16.97</b>	<b>599</b>

**Notes:**

1. Formation volume factor (FVF) is the ratio of gas volumes at standard surface conditions to reservoir conditions (SC/RC).
2. These volumes have been estimated prior to any consideration of performance, final development plans, or economic analysis.

**TABLE 6**  
**SUMMARY of RESERVES and REVENUE**

as of  
DECEMBER 31, 2012  
of the  
KRASNOLENINSKOYE FIELD  
for  
RUSPETRO, LLC  
WESTERN SIBERIA, RUSSIA

Reserves Category	Oil and Condensate (10 <sup>3</sup> mt)	Sales Gas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Future Gross Revenue (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Operating Expenses (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Capital and Abandonment Costs (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Production and Other Taxes (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Profit Tax (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Future Net Revenue (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Present Worth at 10 Percent (10 <sup>3</sup> U.S.\$)
Proved Developed	2,069	0	648,759	38,279	10,260	276,939	15,539	307,742	202,257
Total Proved	26,927	4,932	8,590,136	915,133	1,252,775	4,058,671	391,684	1,971,873	1,157,184
Proved plus Probable	222,004	26,059	70,140,023	7,314,703	4,368,556	16,745,642	8,269,621	33,441,501	10,436,921

Notes:

1. Probable reserves and values for probable reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves and values for proved reserves.
2. Refer to table 3 for prices and sales allocations.

**TABLE 7**  
**PROJECTION of PROVED DEVELOPED RESERVES and REVENUE**  
as of  
DECEMBER 31, 2012  
of the  
KRASNOLENINSKOYE FIELD  
WESTERN SIBERIA, RUSSIA

Year	Oil and Condensate (10 <sup>3</sup> mt)	Sales Gas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Future Gross Revenue (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Operating Expenses (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Capital and Abandonment Costs (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Production and Other Taxes (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Profit Tax (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Future Net Revenue (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Present Worth at 10 Percent (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	
2013	400	0	131,348	7,903	0	44,442	0	79,003	74,885	
2014	243	0	75,165	4,416	0	32,667	0	38,082	32,675	
2015	184	0	57,082	3,351	0	25,519	0	28,212	21,913	
2016	152	0	47,132	2,767	0	21,248	0	23,117	16,253	
2017	126	0	39,007	2,289	0	17,772	0	18,946	12,058	
2018	109	0	33,771	1,981	0	15,420	0	16,370	9,430	
2019	95	0	29,605	1,737	0	13,545	0	14,323	7,470	
2020	84	0	26,039	1,528	0	11,967	439	12,105	5,714	
2021	75	0	22,998	1,349	0	10,606	456	10,587	4,524	
2022	66	0	20,778	1,219	0	9,571	486	9,502	3,676	
2023	61	0	18,816	1,104	0	8,646	710	8,356	2,926	
2024	55	0	17,064	1,001	0	7,831	1,053	7,179	2,275	
2025	48	0	15,026	882	0	6,931	1,443	5,770	1,656	
2026	42	0	12,957	760	0	5,943	1,250	5,004	1,299	
2027	38	0	11,796	692	0	5,394	1,142	4,568	1,074	
2028	34	0	10,578	621	0	4,846	1,023	4,088	870	
2029	29	0	9,284	544	0	4,279	892	3,569	688	
2030	28	0	8,559	503	0	3,913	829	3,314	578	
2031	26	0	7,847	460	0	3,571	763	3,053	482	
2032	23	0	7,219	424	0	3,266	705	2,824	403	
2033	22	0	6,590	387	0	2,971	647	2,585	335	
2034	19	0	6,033	354	0	2,711	593	2,375	278	
2035	18	0	5,555	326	0	2,478	551	2,200	233	
2036	17	0	5,133	302	0	2,272	511	2,048	196	
2037	14	0	4,699	276	0	2,072	471	1,880	164	
<b>Subtotal</b>	<b>2,008</b>	<b>0</b>	<b>630,081</b>	<b>37,176</b>	<b>0</b>	<b>269,881</b>	<b>13,964</b>	<b>309,060</b>	<b>202,055</b>	
Remaining	61	0	18,678	1,103	10,260	7,058	1,575	(1,318)	202	
<b>Total</b>	<b>2,069</b>	<b>0</b>	<b>648,759</b>	<b>38,279</b>	<b>10,260</b>	<b>276,939</b>	<b>15,539</b>	<b>307,742</b>	<b>202,257</b>	
									<b>Present Worth at (10<sup>3</sup>U.S.\$)</b>	
									8 Percent	216,633
									15 Percent	174,496
									20 Percent	154,452

Note: Refer to Table 3 for prices and sales allocations.

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



**TABLE 8**  
**PROJECTION of TOTAL PROVED RESERVES and REVENUE**  
as of  
DECEMBER 31, 2012  
of the  
KRASNOLENINSKOYE FIELD  
WESTERN SIBERIA, RUSSIA

Year	Oil and Condensate (10 <sup>3</sup> mt)	Sales Gas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Future Gross Revenue (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Operating Expenses (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Capital and Abandonment Costs (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Production and Other Taxes (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Profit Tax (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Future Net Revenue (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Present Worth at 10 Percent (10 <sup>3</sup> U.S.\$)
2013	700	0	229,388	24,589	87,729	83,924	0	33,146	31,418
2014	1,563	221	494,408	50,653	162,681	226,078	12,303	42,693	36,632
2015	3,311	890	1,066,572	107,328	275,469	500,098	53,047	130,630	101,460
2016	4,743	932	1,513,802	153,831	271,566	720,917	85,193	282,295	198,475
2017	5,336	932	1,698,348	173,415	271,910	812,469	94,419	346,135	220,292
2018	4,473	762	1,423,046	145,967	116,812	681,336	83,756	395,175	227,664
2019	2,681	444	852,216	88,431	7,200	408,236	41,054	307,295	160,254
2020	1,492	234	473,642	50,283	9,601	227,063	15,597	171,098	80,770
2021	896	131	284,369	31,206	6,351	136,502	2,210	108,100	46,194
2022	491	81	156,156	18,186	0	74,619	0	63,351	24,505
2023	245	49	77,938	10,255	0	37,007	0	30,676	10,741
2024	152	38	49,101	7,327	0	23,104	0	18,670	5,918
2025	128	34	41,141	6,518	0	19,278	0	15,345	4,403
2026	108	27	34,669	5,882	0	16,314	33	12,440	3,231
2027	97	22	31,029	5,527	0	14,660	0	10,842	2,549
2028	93	22	29,926	5,417	200	14,146	674	9,489	2,019
2029	88	19	27,749	5,198	0	13,097	1,530	7,924	1,527
2030	78	19	25,068	4,926	0	11,814	1,662	6,666	1,162
2031	71	18	22,886	4,705	6,488	10,761	182	750	119
2032	64	16	21,005	4,515	6,489	9,865	24	112	16
2033	60	17	19,276	4,340	6,488	9,030	0	(582)	(76)
2034	39	13	12,456	3,647	6,489	5,749	0	(3,429)	(401)
2035	18	11	5,945	2,987	6,488	2,604	0	(6,134)	(650)
2036	0	0	0	0	10,814	0	0	(10,814)	(1,038)
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Subtotal</b>	<b>26,927</b>	<b>4,932</b>	<b>8,590,136</b>	<b>915,133</b>	<b>1,252,775</b>	<b>4,058,671</b>	<b>391,684</b>	<b>1,971,873</b>	<b>1,157,184</b>
Remaining	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>26,927</b>	<b>4,932</b>	<b>8,590,136</b>	<b>915,133</b>	<b>1,252,775</b>	<b>4,058,671</b>	<b>391,684</b>	<b>1,971,873</b>	<b>1,157,184</b>
									<b>Present Worth at (10<sup>3</sup>U.S.\$)</b>
									8 Percent 1,282,099
									15 Percent 903,569
									20 Percent 714,207

Note: Refer to Table 3 for prices and sales allocations.

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

**TABLE 9**  
**PROJECTION of PROVED-PLUS-PROBABLE RESERVES and REVENUE**

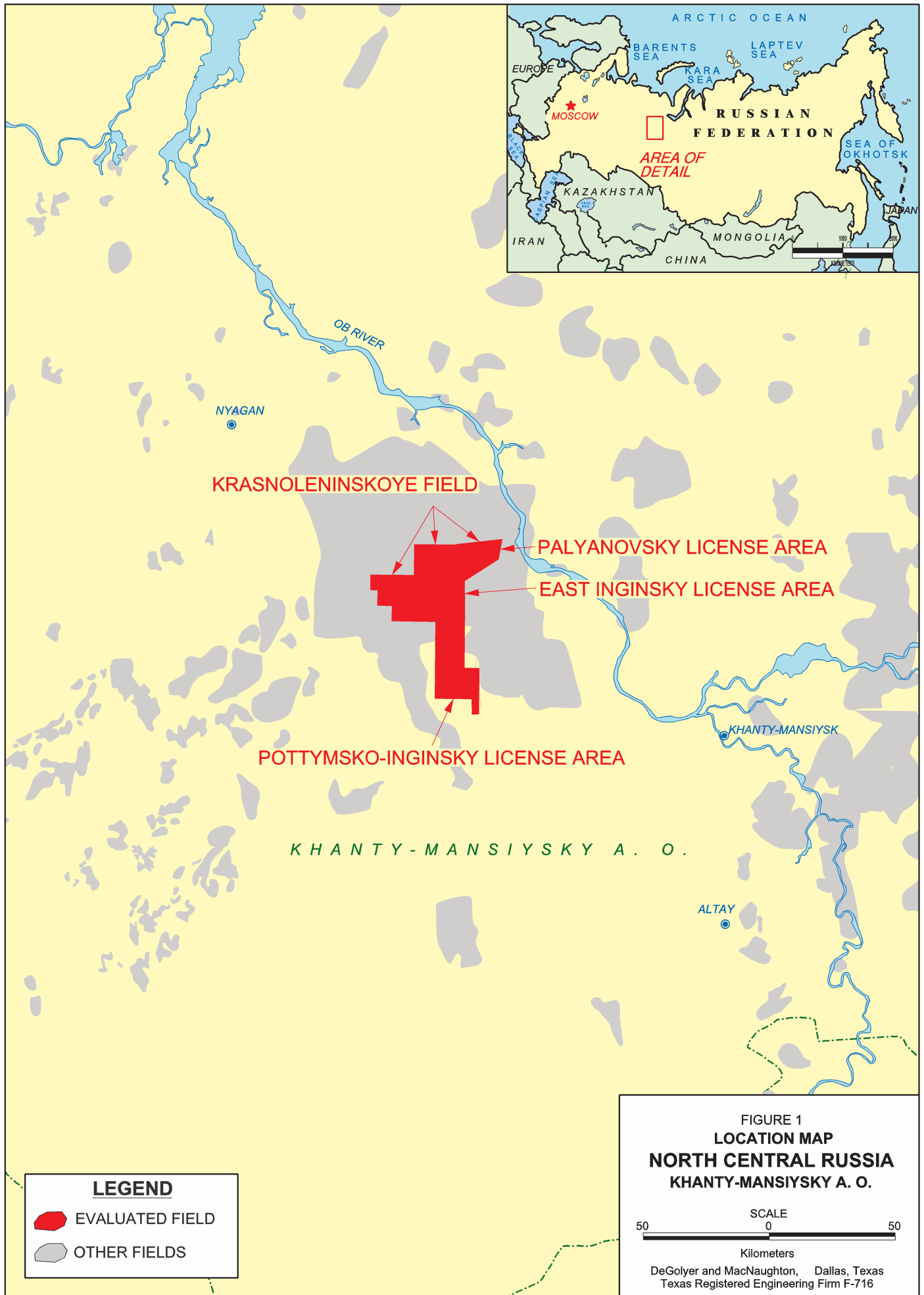
as of  
DECEMBER 31, 2012  
of the  
KRASNOLENINSKOYE FIELD  
WESTERN SIBERIA, RUSSIA

Year	Oil and Condensate (10 <sup>3</sup> mt)	Sales Gas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Future Gross Revenue (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Operating Expenses (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Capital and Abandonment Costs (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Production and Other Taxes (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Profit Tax (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Future Net Revenue (10 <sup>3</sup> U.S.\$)	Present Worth at 10 Percent (10 <sup>3</sup> U.S.\$)
2013	796	0	260,973	27,938	104,788	89,975	3,186	35,086	33,257
2014	1,857	350	590,829	60,209	187,535	256,134	21,583	65,368	56,088
2015	4,092	1,500	1,333,636	132,480	286,947	597,766	80,255	236,188	183,447
2016	6,221	1,500	1,996,011	201,399	279,110	924,536	129,801	461,165	324,234
2017	7,319	1,500	2,338,345	237,219	271,909	1,103,500	150,233	575,484	366,258
2018	9,078	1,500	2,885,489	294,200	271,610	1,376,994	195,412	747,273	430,510
2019	11,675	1,500	3,693,121	378,095	279,111	1,775,937	254,414	1,005,564	524,402
2020	13,928	1,500	4,394,194	451,003	281,511	2,121,526	312,055	1,228,099	579,746
2021	15,314	1,501	4,825,249	496,056	285,461	1,547,554	501,066	1,995,112	852,556
2022	16,146	1,499	5,084,016	523,321	281,761	740,756	708,021	2,830,157	1,094,754
2023	16,511	1,500	5,197,608	535,593	276,160	756,915	725,470	2,903,470	1,016,655
2024	16,633	1,500	5,235,551	540,051	271,910	762,215	731,392	2,929,983	928,693
2025	16,587	1,500	5,221,523	539,146	271,909	759,920	729,223	2,921,325	838,180
2026	16,577	1,500	5,218,198	539,345	271,910	759,323	728,707	2,918,913	758,105
2027	16,603	1,500	5,226,250	540,718	271,910	760,341	730,008	2,923,273	687,271
2028	16,656	1,500	5,242,655	542,955	272,110	762,685	732,589	2,932,316	624,050
2029	13,512	1,501	4,264,941	442,218	86,761	618,738	599,188	2,518,036	485,089
2030	8,708	1,270	2,761,404	288,028	0	398,854	383,213	1,691,309	294,940
2031	5,319	769	1,686,363	179,232	0	243,631	226,488	1,037,012	163,698
2032	3,273	473	1,037,858	113,585	0	150,030	134,076	640,167	91,476
2033	2,013	289	638,186	73,122	0	92,317	79,215	393,532	50,903
2034	1,247	176	395,109	48,526	0	57,190	47,982	241,411	28,266
2035	775	107	245,532	33,387	0	35,556	30,861	145,728	15,445
2036	482	58	152,176	23,959	0	22,037	20,369	85,811	8,233
2037	296	34	93,565	18,018	0	13,565	12,396	49,586	4,307
<b>Subtotal</b>	<b>221,618</b>	<b>26,027</b>	<b>70,018,782</b>	<b>7,259,803</b>	<b>4,252,413</b>	<b>16,727,995</b>	<b>8,267,203</b>	<b>33,511,368</b>	<b>10,440,563</b>
Remaining	386	32	121,241	54,900	116,143	17,647	2,418	(69,867)	(3,642)
<b>Total</b>	<b>222,004</b>	<b>26,059</b>	<b>70,140,023</b>	<b>7,314,703</b>	<b>4,368,556</b>	<b>16,745,642</b>	<b>8,269,621</b>	<b>33,441,501</b>	<b>10,436,921</b>
<b>Present Worth at (10<sup>3</sup> U.S.\$)</b>									
								<b>8 Percent</b>	<b>12,990,806</b>
								<b>15 Percent</b>	<b>6,225,736</b>
								<b>20 Percent</b>	<b>3,876,841</b>

Notes:

1. Refer to Table 3 for prices and sales allocations.
2. Probable reserves and values for probable reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves and values for proved reserves.

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



NYAGAN

OB RIVER

KRASNOLENINSKOYE FIELD

PALYANOVSKY LICENSE AREA

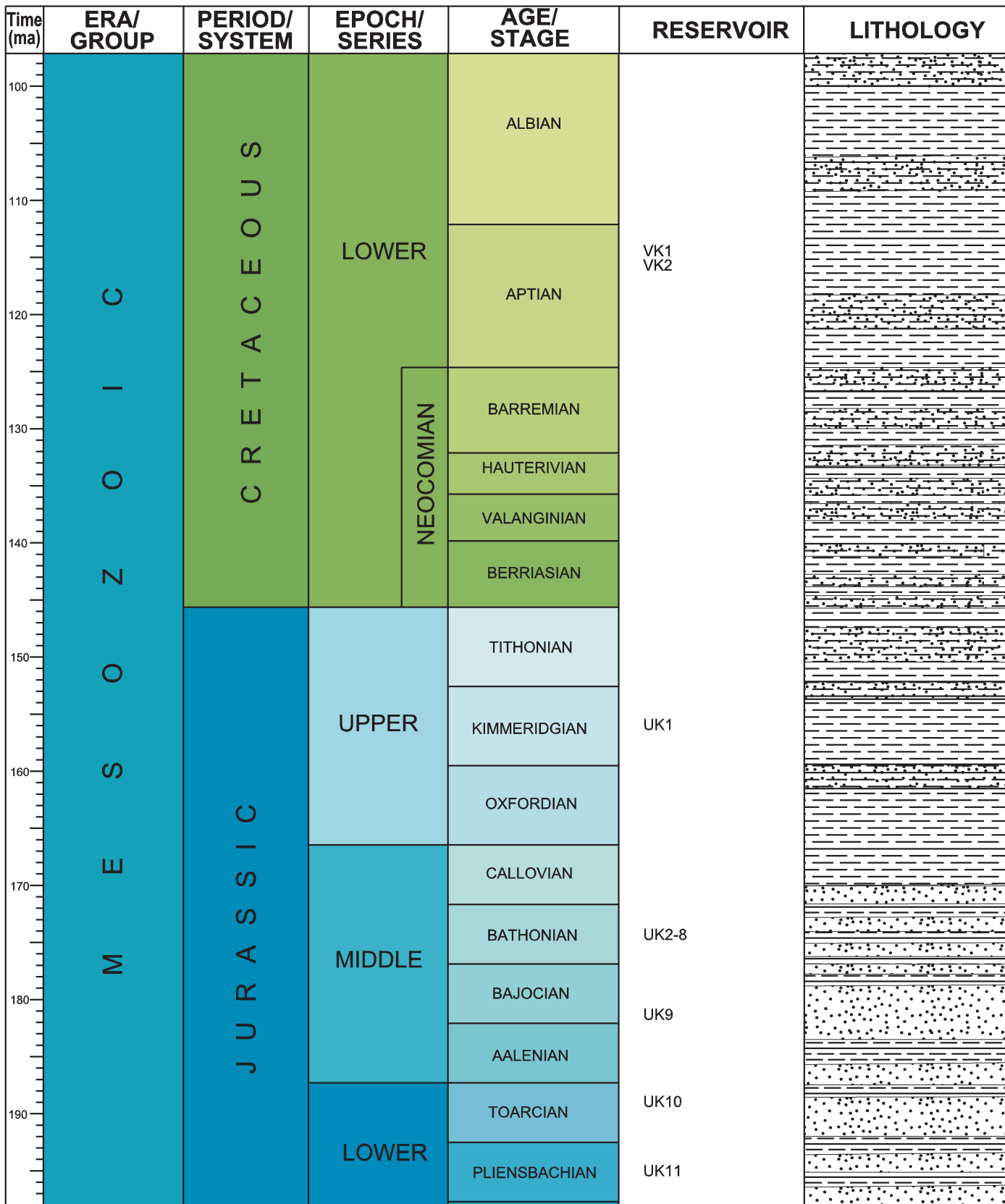
EAST INGINSKY LICENSE AREA

POTTYMSKO-INGINSKY LICENSE AREA

KHANTY-MANSIYSKY A. O.

KHANTY-MANSIYSK

ALTAY



LEGEND

- SAND
- SHALE

Figure 2  
**GENERALIZED  
 CHRONOSTRATIGRAPHIC CHART  
 WEST SIBERIAN BASIN  
 RUSSIA**  
 DeGolyer and MacNaughton, Dallas, Texas  
 Texas Registered Engineering Firm F-716

**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 2012 г.**  
**по**  
**ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ и ПРИРОДНОГО ГАЗА,**  
**принадлежащих**  
**ООО «РУСПЕТРО»**  
**на**  
**КРАСНОЛЕНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**  
**ХАНТЫ-МАНСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ**  
**ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ**  
**РОССИЯ**

## СОДЕРЖАНИЕ

	<b><u>стр.</u></b>
<b>ПРЕДИСЛОВИЕ</b> .....	1
Масштаб исследования .....	1
Основание.....	3
Источник информации.....	4
<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ</b> .....	5
<b>ОЦЕНКА ЗАПАСОВ</b> .....	9
<b>СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ</b> .....	11
<b>ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	16
<b>ТАБЛИЦЫ</b>	
Таблица 1 – Сводные запасы	
Таблица 2 – Оцениваемое месторождение	
Таблица 3 – Экономические параметры	
Таблица 4 – Оценки начальных геологических запасов нефти	
Таблица 5 – Оценки начальных геологических запасов газа	
Таблица 6 – Сводные запасы и выручка	
Таблица 7 – Прогноз доказанных разрабатываемых запасов и выручки	
Таблица 8 – Прогноз суммарных доказанных запасов и выручки	
Таблица 9 – Прогноз доказанных-плюс-вероятных запасов и выручки	
<b>РИСУНКИ</b>	
Рисунок 1 – Обзорная карта	
Рисунок 2 – Схематический хроностратиграфический разрез, Западная Сибирь	

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

**ОТЧЕТ**  
**по состоянию на**  
**31 ДЕКАБРЯ 2012 г.**  
**по**  
**ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ и ПРИРОДНОГО ГАЗА,**  
**принадлежащих**  
**ООО «РУСПЕТРО»**  
**на**  
**КРАСНОЛЕНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**  
**ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ**  
**ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ**  
**РОССИЯ**

**ПРЕДИСЛОВИЕ**

**Масштаб исследования**

Настоящий отчет представляет расчет по состоянию на 31 декабря 2012 г. оценок величины доказанных, вероятных и возможных запасов нефти и природного газа, и оценок стоимости доказанных и доказанных-плюс-вероятных запасов, которые по заявлению ООО «РУСПЕТРО» («РУСПЕТРО») принадлежат ей на Красноленинском месторождении, включающем Пальяновский, Восточно-Ингинский и Поттымско-Ингинский лицензионные участки в России.

Оценки доказанных, вероятных и возможных запасов, представляемые в настоящем отчете, подготовлены в соответствии с «Системой управления углеводородными ресурсами» (PRMS), утвержденной в марте 2007 г. Обществом инженеров-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников и Обществом инженеров по оценке нефти и газа. Эти определения запасов подробно рассмотрены в разделе отчета «Определение запасов».



«РУСПЕТРО» заявляет, что закон РФ «О недрах» предусматривает продление лицензии на добычу по запросу владельца лицензии, если существуют экономически рентабельные запасы после окончания первоначального срока действия лицензии, при условии, что владелец лицензии выполняет существенные условия действующей лицензии. В нашем понимании, основные требования к продлению лицензии заключаются в соблюдении владельцем лицензии существенных условий лицензии и в том, чтобы отбор природных ресурсов не был завершён. Как и в прошлом, «РУСПЕТРО» должна до начала добычи предоставить на утверждение соответствующему государственному органу отдельный проект разработки месторождения на основании срока экономической рентабельности месторождения и без учета срока действия соответствующей лицензии. «РУСПЕТРО» заявляет, что после завершения основного срока текущей лицензии она намерена продлить эту лицензию до истечения срока экономической рентабельной жизни месторождения, и что она также намерена соответствующим образом продолжить разработку и эксплуатацию этого месторождения. На основании этих заявлений мы включили как доказанные, вероятные и возможные запасы те объёмы, которые оцениваются как рентабельно извлекаемые на рассматриваемом месторождении после истечения срока действия первоначальной лицензии.

Запасы, оцененные в настоящем отчете, представляют общие запасы и чистую долю запасов. Общие запасы определяются как суммарные нефть и природный газ, которые будут добыты после 31 декабря 2012 г. Чистая доля запасов представляет часть общих запасов, принадлежащую «РУСПЕТРО» после удержания доли, принадлежащей другим владельцам. По заявлению «РУСПЕТРО» ему принадлежит 100 процентов собственности на оцениваемом месторождении (таблица 2). Следовательно, величина общих запасов равна чистой доле запасов. Общие запасы и чистая доля запасов выражены в настоящем отчете как запасы.

В настоящем отчете представлены оценки стоимости доказанных и доказанных-плюс-вероятных запасов, рассчитанные на основании цен и затрат, повышавшихся до 2013 г. включительно, а затем удерживаемых на постоянном уровне. Текущие (на 31 декабря 2012 г.) оценки цен, эксплуатационных расходов и капитальных вложений были распространены на весь срок разработки месторождения. Цены и затраты были предоставлены в российских рублях (руб.) и долларах США (\$США). Обменный курс, использовавшийся при подготовке настоящего отчета, составлял 30,3727 руб. за 1,00 \$США. Все оценки были выполнены в долларах США, и все цены, затраты

и выручка, приведенные в настоящем отчете, выражены в долларах США. Подробное разъяснение принятых допущений относительно будущих цен и затрат приведено в разделе настоящего отчета «Стоимостная оценка запасов».

В настоящем отчете стоимостные значения доказанных и доказанных-плюс-вероятных запасов выражены в форме оцениваемой будущей общей выручки, потока наличности и текущей стоимости. Будущая общая выручка представляет выручку, получаемую за счет добычи и продажи оцененных запасов. Поток наличности рассчитывается вычитанием оцениваемых эксплуатационных расходов, капитальных и ликвидационных затрат, налога на добычу полезных ископаемых и других налогов, а также налога на прибыль из будущей общей выручки. Эксплуатационные расходы включают стоимость производственных работ на месторождениях, расходы на транспортировку, затраты на компримирование и часть накладных расходов которая непосредственно относится к мероприятиям по добыче. При подготовке этих оценок учтены расходы по уплате налога на прибыль только на уровне месторождения. Текущая стоимость определяется как поток наличности, дисконтированный с определенным коэффициентом, применяемым как сложный процент, начисляемый ежемесячно в течение ожидаемого периода реализации. В настоящем отчете текущая стоимость с коэффициентом дисконтирования 10 процентов приведена в подробно, а чистые текущие стоимости с коэффициентами дисконтирования 8, 12 и 15 процентов показаны в виде результатов. Все стоимостные значения, представленные в настоящем отчете, выражены в тысячах долларов США (тыс.\$США).

Оценки запасов нефти и газа, и потока наличности должны рассматриваться только как оценки, которые могут измениться в процессе добычи и по мере поступления дополнительной информации. Такие оценки запасов и выручки не только основаны исключительно на имеющейся в настоящее время информации, но также находятся под влиянием неопределенностей, неизбежно присущих субъективному подходу к интерпретации этой информации.

Основание

Настоящий отчет подготовлен по распоряжению г-на Дональда Уолкота, заместителя генерального директора «РУСПЕТРО».

Источник информации

Информация, использованная при подготовке настоящего отчета, была получена от «РУСПЕТРО». При подготовке настоящего отчета мы использовали, без независимой экспертизы, предоставленную «РУСПЕТРО» информацию о праве собственности, добыче, текущих затратах на эксплуатацию и разработку, текущих ценах на добываемую продукцию, соглашениях в отношении текущих и будущих операционных мероприятиях и реализации продукции, а также различную другую информацию, которая была нами принята в предоставленном виде. Осмотр месторождения был осуществлен в августе 2012 г.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ**

Оценки доказанных, вероятных и возможных запасов, представляемых в настоящем отчете, подготовлены в соответствии с «Системой управления углеводородными ресурсами» (PRMS), утвержденной в марте 2007 г. Обществом инженеров-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников и Обществом инженеров по оценке нефти и газа. Запасы углеводородов определяются следующим образом:

Запасы представляют те количества углеводородов, которые, как ожидается, окажутся промышленно извлекаемыми в соответствии с проектами разработки открытых залежей после определенной даты при определенных условиях. Помимо этого, запасы должны удовлетворять четырем критериям: они должны быть открытыми, извлекаемыми, промышленными и остаточными (на дату оценки) на основании соответствующих проектов разработки. Запасы также подразделяются на категории в соответствии со степенью уверенности, связанной с оценками, и могут быть далее подразделены на подкатегории, исходя из степени разработанности проекта, и/или охарактеризованы состоянием процесса разработки и добычи.

*Доказанные запасы* – Доказанные запасы это такие количества углеводородов, которые на основании анализа геолого-геофизических и технологических данных можно оценить с обоснованной степенью уверенности как промышленно извлекаемые после определенной даты из известных продуктивных пластов и при определенных экономических условиях, способах эксплуатации и государственном регулировании. Если используются детерминистские методы оценки, применяется термин «обоснованная уверенность», выражающий высокую степень уверенности в том, что оцененные количества будут извлечены. Если используются вероятностные методы оценки, должна существовать, по крайней мере, 90-процентная степень вероятности того, что фактически извлеченные количества будут равны или превысят оценку.

*Недоказанные запасы* – Недоказанные запасы основаны на геолого-геофизических и/или технологических данных, аналогичных данным, используемым при оценке доказанных запасов, однако, технические или другие неопределенности не позволяют оценивать такие запасы

как доказанные. Недоказанные запасы могут быть далее отнесены к категориям вероятных запасов и возможных запасов.

*Вероятные запасы* – Вероятные запасы это такие дополнительные запасы, которые на основании анализа геолого-геофизических и технологических данных рассматриваются как менее вероятно извлекаемые по сравнению с доказанными запасами, но более вероятно извлекаемые по сравнению с возможными запасами. В равной степени вероятно, что фактически извлеченные остаточные количества окажется больше или меньше, чем суммарные оцениваемые доказанные плюс вероятные запасы (2P). В таком контексте, при использовании вероятностных методов оценки, должна существовать, по крайней мере, 50-процентная вероятность того, что фактически извлеченные количества будут равны или превысят оценку 2P.

*Возможные запасы* – Возможные запасы это такие дополнительные запасы, которые на основании анализа геолого-геофизических и технологических данных рассматриваются как менее вероятно извлекаемые по сравнению с вероятными запасами. Суммарные количества, фактически извлеченные в ходе реализации проекта, характеризуются низкой вероятностью того, что они превысят суммарные оцениваемые доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы (3P), что эквивалентно сценарию высокой оценки. В таком контексте, при использовании вероятностных методов оценки, должна существовать, по крайней мере, 10-процентная вероятность того, что фактически извлеченные количества будут равны или превысят оценку 3P.

*Категории состояния запасов* – Категории состояния запасов определяют состояние разработки и эксплуатации скважин и залежей.

*Разрабатываемые запасы* – Разрабатываемые запасы это количества, которые ожидается добыть из существующих скважин при существующем обустройстве. Запасы считаются разрабатываемыми только после установки необходимого оборудования или в случае, если связанные с этим затраты

сравнительно невелики по сравнению со стоимостью скважины. Если необходимые сооружения становятся недоступными, может потребоваться перевод разрабатываемых запасов в категорию неразрабатываемых. Разрабатываемые запасы могут быть подразделены на добываемые и недобываемые запасы.

*Разрабатываемые добываемые запасы* – ожидается, что запасы, отнесенные к подкатегории разрабатываемых добываемых, будут извлечены из интервалов заканчивания, перфорированных и работающих на дату оценки. Запасы, связанные с применением методов повышения отдачи, считаются добываемыми только после введения проекта повышения отдачи в эксплуатацию.

*Разрабатываемые недобываемые запасы* – запасы, отнесенные к подкатегории разрабатываемых недобываемых, включают запасы заглушенных скважин и запасы за неперфорированными обсадными колоннами. Ожидается, что запасы заглушенных скважин будут извлечены (1) из интервалов заканчивания, перфорированных на момент оценки, но еще не начавших давать продукцию; (2) из скважин, которые были заглушены из-за отсутствия рынка сбыта или подключения к трубопроводу, или (3) из скважин, неспособных давать продукцию по техническим причинам. Ожидается, что запасы за неперфорированными обсадными колоннами будут извлечены из таких интервалов существующих скважин, которые потребуют дополнительных работ по заканчиванию или перевода на другой горизонт до начала добычи. Во всех случаях, добычу возможно начать или восстановить при относительно небольших затратах по сравнению со стоимостью бурения новой скважины.

*Неразрабатываемые запасы* – неразрабатываемые запасы это те количества, которые ожидается добыть с участием будущих капиталовложений: (1) из новых скважин на неразбуренных участках из изученных залежей, (2) в результате углубления существующих скважин до нового (но изученного) горизонта, (3) из уплотняющих скважин, которые увеличат добычу, или (4) в случае, когда

необходимы относительно большие затраты (напр., по сравнению со стоимостью бурения новой скважины) (а) для перевода существующей скважины на другой горизонт или (б) для обустройства добычи или транспортировки, связанных с проектом первичного извлечения или проектом повышения отдачи.

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 подвержена влиянию экономических и технологических факторов, а также фактора времени. Вероятные и возможные запасы в настоящем отчете не были пересчитаны с учетом таких дополнительных рисков, что позволило бы их сопоставление с доказанными запасами.

## **ОЦЕНКА ЗАПАСОВ**

Оценки запасов были подготовлены с применением целесообразных геологических, инженерных и подсчетных принципов и методик, соответствующих практике, общепризнанной в нефтегазовой отрасли, и в соответствии с определениями, утвержденными PRMS. Метод или комбинация методов, использованных для анализа каждой залежи, отражали имеющийся опыт работы с аналогичными залежами, стадию разработки, качество и полноту основных данных, и историю добычи.

В соответствующих случаях для оценки начальных геологических запасов нефти (НГЗН) и начальных геологических запасов газа (НГЗГ) использовался объемный метод. Для оконтуривания и оценки объема коллекторских горизонтов были построены структурные карты и карты равных толщин. Для построения этих карт и определения представительных значений пористости и водонасыщенности использовались диаграммы электрического и радиоактивного каротажа, анализы керна и другие имеющиеся данные. При наличии соответствующих данных и условий для оценки НГЗН и НГЗГ применялся метод материального баланса и другие инженерные методы.

Начальные извлекаемые запасы были оценены посредством применения коэффициентов извлечения к НГЗН и НГЗГ. Эти коэффициенты извлечения основывались на характере пластовой энергии, анализах углеводородов, структурном положении рассматриваемых участков и истории добычи. В соответствующих случаях для оценки коэффициентов извлечения использовались метод материального баланса и другие инженерные методы. В таких случаях для оценки запасов выполнялся анализ работы залежи, включая дебиты, пластовое давление и поведение газового фактора.

Оценки НГЗН и НГЗГ на Красноленинском месторождении приведены в таблицах 4 и 5.

Для залежей, работающих на режиме истощения, или таких, работа которых демонстрировала устойчивую тенденцию снижения добычи или иные диагностические признаки, запасы были оценены с применением соответствующих кривых падения добычи или иных соотношений, характеризующих производительность. При использовании метода анализа кривых падения добычи запасы оценивались только до предела рентабельной добычи при сохранении текущих экономических условий.



Оценки, приведенные в отчете, были подготовлены с учетом данных по некоторым скважинам, пробуренным на 31 декабря 2012 г., предоставленным «РУСПЕТРО» для настоящего подсчета.

Оценки запасов нефти в отчете выражены в тысячах баррелей (тыс.барр) и тысячах метрических тонн (тыс.т).

Оцениваемые в отчете запасы газа представлены в виде товарного газа. Товарный газ представляет готовое к реализации количество газа за вычетом различных потерь и использования на собственные нужды. Подсчитанные в отчете количества газа приведены к температуре 20 градусов Цельсия ( $^{\circ}\text{C}$ ) и давлению в 1 атмосферу. Оценки запасов газа выражены в миллионах кубических футов (млн.фт<sup>3</sup>) и миллионах кубических метров (млн.м<sup>3</sup>).

## **СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ**

Значения выручки в настоящем отчете оценивались с использованием цен и затрат, предоставленных «РУСПЕТРО». Цены, использованные при подготовке настоящего отчета, были рассмотрены и приняты «РУСПЕТРО». Стоимостные оценки, представленные в настоящем отчете, были рассчитаны в долларах США (\$США) на основании обменного курса в размере 30,3727 руб. за 1,00 \$США. Для целей настоящего отчета не было сделано никаких попыток оптимизировать текущую стоимость с учетом альтернативных вариантов разработки месторождения.

В настоящем отчете стоимостные значения доказанных и доказанных-плюс-вероятных запасов основаны на прогнозах оцениваемой будущей добычи и выручки, подготовленных по рассматриваемым участкам, без пересчета вероятных запасов с учетом рисков. Вероятные запасы связаны со значительно более высокой степенью риска, чем доказанные запасы. Значения выручки для вероятных запасов не были пересчитаны с учетом таких рисков; введение такой поправки было бы необходимо для того, чтобы стоимостные оценки вероятных запасов были сопоставимы со стоимостными оценками доказанных запасов. Приведенные ниже допущения были предоставлены «РУСПЕТРО» и использовались при расчете будущих цен и затрат при подготовке настоящего отчета.

*Цены* – «РУСПЕТРО» предоставила цены на нефть, конденсат и газ Красноленинского месторождения, приведенные в таблице 3.

### *Выручка*

#### *Будущая общая выручка*

Будущая общая выручка представляет выручку, реализуемую в результате добычи и продажи оцененных общих запасов по продажной цене.

#### *Поток наличности*

Поток наличности рассчитывался вычитанием эксплуатационных расходов, капитальных и ликвидационных затрат, налога на добычу полезных ископаемых и других

налогов, а также налога на прибыль из будущей общей выручки.

#### *Текущая стоимость*

Текущая стоимость определяется как поток наличности, дисконтированный с помощью определенного коэффициента, указанного «РУСПЕТРО», применяемого как сложный процент, начисляемый ежемесячно в течение ожидаемого периода реализации. В настоящем отчете текущая стоимость с коэффициентом дисконтирования 10 процентов приведена подробно.

*Эксплуатационные расходы и капитальные затраты* – Для оценки будущих затрат, необходимых для эксплуатации месторождения, использовались текущие значения эксплуатационных расходов и капитальных затрат, и прогнозы затрат, предоставленные «РУСПЕТРО». В некоторых случаях применялись значения будущих затрат и расходов выше или ниже текущих в зависимости от ожидаемых изменений условий эксплуатации.

#### *Эксплуатационные расходы*

Эксплуатационные расходы включают постоянные и переменные компоненты, которые прогнозировались таким образом, чтобы обеспечить добычу и сбыт на оцениваемом месторождении на основании фактических исторических затрат в регионе и прогноза расходов, полученных от «РУСПЕТРО».

#### *Капитальные затраты*

Затраты на бурение скважин, обустройство и другие важные для разработки программы на месторождении были основаны на фактических исторических затратах в регионе и прогнозе затрат, предоставленном «РУСПЕТРО».

### *Затраты на транспортировку*

Затраты на транспортировку при продаже нефти были предоставлены «РУСПЕТРО».

### *Амортизация*

Будущие капитальные затраты амортизировались в течение периода 7 лет. Учет амортизации начинался с первого года производства затрат. Капитальные затраты считались равномерно распределенными в течение года, а амортизация оценивалась ежемесячно. Помимо этого, рассчитываемая амортизация включала 30 процентов ускоренной амортизации в первом году производства затрат в соответствии с российским налоговым законодательством.

### *Ликвидационные затраты*

Ликвидационные затраты были оценены по аналогии с другими схожими проектами в регионе.

*Налоги* – Для целей настоящего анализа принималось, что законодательство, действующее или утвержденное на 31 декабря 2012 г., продолжает действовать на всем протяжении периода оценки. Налоги многочисленны, и некоторые из них более значительны. Наиболее существенные налоги рассмотрены ниже.

### *Налог на имущество*

Налог на имущество оценивался ежегодно в размере 2,2 процента от среднегодовой остаточной стоимости основных средств по данным бухгалтерского учета.

### *Отчисления в социальные фонды*

Выплаты в пенсионный фонд, фонд социального страхования и федеральный фонд обязательного медицинского страхования оценивались по ставкам, предоставленным «РУСПЕТРО».

### *Налог на добычу полезных ископаемых*

Налог на добычу нефти, газа и конденсата оценивался следующим образом:

*Нефть* – Налог на добычу нефти оценивался по справочной ставке в расчете на метрическую тонну с поправкой на рыночную цену нефти и обменный курс российского рубля на основании справочной ставки в размере 470 руб. за метрическую тонну.

*Степень выработанности:* Для всех месторождений, облагаемых налогом на добычу нефти, учитывается степень выработанности месторождения, т.е., налог на добычу нефти снижается при достижении 80 процентов выработанности запасов. Выработанность определяется как суммарная накопленная добыча нефти, деленная на начальные извлекаемые запасы категории  $A+B+C_1+C_2$  в соответствии с российской классификацией запасов. Переменный коэффициент рассчитывается в диапазоне от 1,0 при выработанности 80 процентов до 0,3 при выработанности 100 процентов или выше. Российская классификация запасов не совпадает с определениями, применяемыми в настоящем отчете, и, таким образом, сроки и величины степени выработанности, приводимые в отчете, могут отличаться от значений, рассчитанных на основании иных определений запасов.

*Газ* – НДС на газ рассчитывался, исходя из ставки 333 руб. за тысячу кубических метров в 2013 г., 471 руб. за тысячу кубических метров в 2014 г. и 552 руб. за тысячу кубических метров, начиная с 2015 г.

*Конденсат* – НДС на конденсат рассчитывался, исходя из ставки 590 руб. за метрическую тонну в 2013 г., 647 руб. за метрическую тонну в 2014 г. и 679 руб. за метрическую тонну, начиная с 2015 г.

### *Налог на прибыль*

Налог на прибыль оценивался в размере 20 процентов от налогооблагаемой прибыли. Налогооблагаемая прибыль рассчитывалась вычитанием эксплуатационных расходов, амортизации и других налогов из будущей общей выручки.

В отчет включены расчеты и прогнозы оценок запасов и их стоимости, представленные по категориям запасов, в целом и подробно. В таблице 1 приведены сводные запасы. В таблице 6 приведены сводные запасы и выручка в целом. В таблицах с 7 по 9 приведены прогнозы будущей добычи и выручки по годам для различных категорий запасов. На рисунке 1 приведена обзорная карта, на которой показано положение месторождения. Обобщенный хроностратиграфический разрез приведен на рисунке 2.

## **ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

«РУСПЕТРО» заявляет, что ей принадлежат запасы нефти и газа на Красноленинском месторождении в России. Оценки доказанных, вероятных и возможных запасов Красноленинского месторождения по состоянию на 31 декабря 2012 г., приведены ниже и выражены в тысячах баррелей (тыс.барр) и тысячах метрических тонн (тыс.т), и в миллионах кубических футов (млн.фт<sup>3</sup>) и миллионах кубических метров (млн.м<sup>3</sup>). Представленные в настоящем отчете оценки запасов газа приведены к температуре 20°C и давлению 1 атмосфера.

	<u>Английские единицы</u>		<u>Метрические единицы</u>	
	<u>Нефть</u> <u>(тыс.барр)</u>	<u>Товарный газ</u> <u>(млн.фт<sup>3</sup>)</u>	<u>Нефть</u> <u>(тыс.т)</u>	<u>Товарный газ</u> <u>(млн.м<sup>3</sup>)</u>
Доказанные разрабатываемые	16,126	0	2,069	0
Доказанные неразрабатываемые	188,462	174,166	24,858	4,932
<b>Суммарные доказанные</b>	<b>204,588</b>	<b>174,166</b>	<b>26,927</b>	<b>4,932</b>
Вероятные*	1,479,619	746,071	195,077	21,127
Возможные*	397,774	82,584	52,478	2,337

\* Вероятные и возможные запасы не были пересчитаны с учетом риска, что позволило бы их сопоставление с доказанными запасами.

Оценки потока наличности и текущей стоимости, дисконтированной с коэффициентом 10 процентов, которые будут получены в результате добычи и продажи доказанных и доказанных-плюс-вероятных запасов Красноленинского месторождения по состоянию на 31 декабря 2012 г., приведены ниже. Стоимости выражены в тысячах долларов США (тыс.\$США) на основании обменного курса в размере 30,3727 руб. за 1,00 \$США:

	<b>Поток наличности (тыс.\$США)</b>	<b>Текущая стоимость при 10 процентах (тыс.\$США)</b>
Доказанные разрабатываемые	307,742	202,257
Доказанные неразрабатываемые	<u>1,664,131</u>	<u>954,927</u>
<b>Суммарные доказанные</b>	<b>1,971,873</b>	<b>1,157,184</b>
Доказанные плюс вероятные *	33,441,501	10,436,921

\* Стоимость оценки вероятных запасов не были пересчитаны с учетом риска, что позволило бы их сопоставление со стоимостными оценками доказанных запасов.

В настоящий отчет включены таблицы, в которых подробно представлены запасы и выручка «РУСПЕТРО» в целом.

Передано Заказчику,

ДеГОЛЬЕР энд МакНОТОН  
Зарегистрированная в Техасе инженерная  
фирма F-716

ПОДПИСАНО: 26 февраля 2013 г.

---

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



**ТАБЛИЦА 1**  
**СВОДНЫЕ ЗАПАСЫ**  
по состоянию на  
**31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.**  
для  
**НЕКОТОРЫХ АКТИВОВ**  
принадлежащих  
**ООО «РУСПЕТРО»**  
**ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ**

Категория запасов	Английские единицы		Метрические единицы	
	Нефть и конденсат (тыс.барр)	Товарный газ (млн.фт <sup>3</sup> )	Нефть и конденсат (тыс.т)	Товарный газ (млн.м <sup>3</sup> )
Накопленная добыча	8,450	0	1,102	0
Доказанные разрабатываемые	16,126	0	2,069	0
Доказанные неразрабатываемые	188,462	174,166	24,858	4,932
<b>Суммарные доказанные</b>	<b>204,588</b>	<b>174,166</b>	<b>26,927</b>	<b>4,932</b>
Вероятные	1,479,619	746,071	195,077	21,127
Возможные	397,774	82,584	52,478	2,337

**Примечания:**

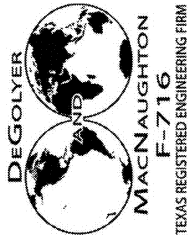
- Доля участия "РУСПЕТРО" составляет 100 процентов; следовательно, общие запасы равны чистой доле запасов.
- Вероятные и возможные запасы не были пересчитаны с учетом риска, что обеспечило бы их сопоставимость с доказанными запасами.

**ТАБЛИЦА 2**  
**ОЦЕНИВАЕМОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**  
**по состоянию на**  
**31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.**  
**для**  
**ООО «РУСПЕТРО»**  
**ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ**

<b>Месторождение</b>	<b>Доля участия, представляемая в отчете (%)</b>	<b>Чистая доля участия (%)</b>
Красноленинское	100.0	100.0

**ТАБЛИЦА 3  
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ  
по состоянию на  
31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.  
для  
НЕКОТОРЫХ АКТИВОВ,  
принадлежащих  
ООО «РУСПЕТРО»  
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ**

<b>Обменный курс, руб/\$США</b>	30.3727	
<b>Распределение объема реализации нефти</b>		
Экспортный рынок, %	50.0	
Внутренний рынок, %	50.0	
<b>Распределения объема реализации конденсата</b>		
Экспортный рынок, %	0.0	
Внутренний рынок, %	100.0	
<b>Распределение объема реализации газа</b>		
Экспортный рынок, %	0.0	
Внутренний рынок, %	100.0	
	<u>руб/т</u>	<u>\$США/т</u>
<b>Экспортная цена на нефть</b>	22,111.33	728.00
Минус		
Экспортный тариф	10,827.87	356.50
Транспортировка	1,713.63	56.42
Чистая экспортная цена на нефть	9,569.83	315.08
	<u>руб/т</u>	<u>\$США/т</u>
<b>Внутренняя цена на нефть/конденсат - 2013</b>	11,938.13	393.05
Минус		
НДС	1,821.07	59.95
Транспортировка	0.00	0.00
Чистая внутренняя цена на нефть/конденсат	10,117.06	333.10
	<u>руб/т</u>	<u>\$США/т</u>
<b>Внутренняя цена на нефть/конденсат - начиная с 2014</b>	11,000.00	362.17
Минус		
НДС	1,677.97	55.25
Транспортировка	0.00	0.00
Чистая внутренняя цена на нефть/конденсат	9,322.03	306.92
	<u>руб/тыс.м<sup>3</sup></u>	<u>\$США/тыс.м<sup>3</sup></u>
<b>Внутренняя цена на газ</b>	1,500.00	49.39
Минус		
НДС	228.81	7.54
Транспортировка	0.00	0.00
Net Domestic Gas Price	1,271.19	41.85



**ТАБЛИЦА 4**  
**ОЦЕНКИ НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ**  
**УЧАСТКИ, СВЯЗАННЫЕ С ДОКАЗАННЫМИ, ВЕРОЯТНЫМИ И ВОЗМОЖНЫМИ ОБЪЕМАМИ**  
 по состоянию на  
 31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.  
 для  
**НЕКОТОРЫХ АКТИВОВ**  
 принадлежащих  
 ООО «РУСПЕТРО»  
 ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ

Пласт	Категория запасов	Площадь и объем залежи			Эффективная			Средние коллекторские свойства				НГЗН	
		Эффективный объем (тыс.м <sup>3</sup> )	Эффективный пор (тыс.м <sup>3</sup> )	Эффективный объем пор (тыс.м <sup>3</sup> )	Эффективная толщина (м)	Пористость (%)	ценность (%)	Плотность нефти (г/см <sup>3</sup> )	Пересчетный коэфф. (ПУ/СУ)	(тыс.т)	(тыс.барр)		
BK1	Доказанные	1.4	7,783	2,024	1,052	5.6	26.0	52.0	0.821	1.160	745	5,708	
	Доказанные плюс вероятные	33.0	127,905	33,256	17,293	3.9	26.0	52.0	0.821	1.160	12,239	93,765	
	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	91.8	292,497	76,050	39,546	3.2	26.0	52.0	0.821	1.160	27,989	214,428	
BK2	Доказанные	2.3	3,435	931	484	1.5	27.1	52.0	0.821	1.160	344	2,635	
	Доказанные плюс вероятные	5.0	7,491	2,030	1,055	1.5	27.1	52.0	0.821	1.160	750	5,745	
	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	7.6	11,067	2,999	1,559	1.5	27.1	52.0	0.821	1.160	1,108	8,488	
UK1	Доказанные	82.6	1,793,622	16,112	11,809	21.7	0.9	73.0	0.830	1.300	7,540	57,139	
	Доказанные плюс вероятные	162.2	3,215,773	29,906	21,662	19.8	1.0	71.0	0.830	1.300	13,831	104,813	
	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	709.4	4,417,176	42,316	29,883	6.2	1.0	66.0	0.830	1.300	19,079	144,583	
UK2-8	Доказанные	191.1	2,857,088	326,805	232,838	15.0	11.4	71.2	0.830	1.430	135,144	1,024,133	
	Доказанные плюс вероятные	662.0	17,703,015	2,016,213	1,396,712	26.7	11.4	69.3	0.830	1.430	810,679	6,143,394	
	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	1,007.9	27,295,062	3,087,754	2,123,851	27.1	11.3	68.8	0.830	1.430	1,232,725	9,341,695	
UK9	Доказанные	10.6	31,081	1,844	1,282	2.9	5.9	69.5	0.830	1.580	673	5,100	
	Доказанные плюс вероятные	122.9	178,034	10,528	7,170	1.4	5.9	68.1	0.830	1.580	3,767	28,547	
	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	222.5	255,165	15,343	10,539	1.1	6.0	68.7	0.830	1.580	5,536	41,952	
UK10-11	Доказанные	48.6	798,698	68,863	48,194	16.4	8.6	70.0	0.821	1.546	25,593	196,072	
	Доказанные плюс вероятные	175.3	3,094,197	253,975	177,291	17.7	8.2	69.8	0.821	1.546	94,150	721,298	
	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	351.6	5,816,604	498,561	357,994	16.5	8.6	71.8	0.821	1.546	190,112	1,456,478	
<b>Всего</b>	<b>Доказанные</b>	<b>170.039</b>	<b>1,290,787</b>	<b>935,416</b>	<b>7,097,562</b>	<b>1,476,549</b>	<b>11,207,624</b>						
	<b>Доказанные плюс вероятные</b>												
	<b>Доказанные плюс вероятные плюс возможные</b>												

Примечания:  
 1. Пересчетный коэффициент представляет соотношение объемов флюидов в пластовых условиях и в стандартных условиях на поверхности (ПУ/СУ).  
 2. Эти объемы были оценены до какого-либо учета окончательной производительности, проектов разработки или экономического анализа.

**ТАБЛИЦА 5**  
**ОЦЕНКИ НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ГАЗА**  
**УЧАСТКИ, СВЯЗАННЫЕ С ДОКАЗАННЫМИ, ВЕРОЯТНЫМИ И ВОЗМОЖНЫМИ ОБЪЕМАМИ**  
по состоянию на  
31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.  
для  
**НЕКОТОРЫХ АКТИВОВ**  
принадлежащих  
ООО «РУСПЕТРО»  
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ

Пласт	Категория запасов	Площадь и объем залежи			Средние коллекторские свойства				НГЗГ (млрд.м <sup>3</sup> ) (млрд.фт <sup>3</sup> )	
		Эффективный объем (тыс.м <sup>3</sup> )	Объем пор (тыс.м <sup>3</sup> )	Эффективный объем пор (тыс.м <sup>3</sup> )	Эффективная толщина (м)	Пористость (%)	Газонасы- щенность (%)	Пересчетный коэфф. (СУ/ПУ)		
УК8-10	Доказанные	41.9	608	38	14.5	6.3	60.5	232	5.35	189
	Доказанные плюс вероятные	78.4	1,403	91	17.9	6.5	64.8	232	13.71	484
	Доказанные плюс вероятные плюс возможные	101.0	1,679	111	16.6	6.6	65.8	232	16.97	599
<b>Всего</b>	<b>Доказанные</b>								<b>5.35</b>	<b>189</b>
	<b>Доказанные плюс вероятные</b>								<b>13.71</b>	<b>484</b>
	<b>Доказанные плюс вероятные плюс возможные</b>								<b>16.97</b>	<b>599</b>

Примечания:

1. Пересчетный коэффициент представляет соотношение объемов флюидов в стандартных условиях на поверхности и в пластовых условиях (СУ/ПУ).
2. Эти объемы были оценены до какого-либо учета окончательной производительности, проектов разработки или экономического анализа.

**ТАБЛИЦА 6**  
**СВОДНЫЕ ЗАПАСЫ И ВЫРУЧКА**  
по состоянию на  
31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.

на  
КРАСНОЛЕНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
для  
ООО «РУСПЕТРО»  
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ

Категория запасов	Нефть и конденсат (тыс.т)	Товарный газ (млн.м <sup>3</sup> )	Будущая общая выручка (тыс.\$США)	Эксплуатационные расходы (тыс.\$США)	Капитальные и ликвидационные затраты (тыс.\$США)	НДПИ и др. налоги (тыс.\$США)	Налог на прибыль (тыс.\$США)	Поток наличности (тыс.\$США)	Текущая стоимость при 10 процентах (тыс.\$США)
Доказанные разрабатываемые	2,069	0	648,759	38,279	10,260	276,939	15,539	307,742	202,257
Суммарные доказанные	26,927	4,932	8,590,136	915,133	1,252,775	4,058,671	391,684	1,971,873	1,157,184
Доказанные плюс вероятные	222,004	26,059	70,140,023	7,314,703	4,368,556	16,745,642	8,269,621	33,441,501	10,436,921

Примечания:

1. Вероятные запасы и стоимость вероятных запасов не были пересчитаны с учетом риска, что обеспечило бы их сопоставимость с доказанными запасами и стоимостью доказанных запасов.

2. Процентное распределение объемов реализации и цены приведены в таблице 3.

ТАБЛИЦА 7  
ПРОГНОЗ ДОКАЗАННЫХ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ЗАПАСОВ И ВЫРУЧКИ  
по состоянию на  
31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.

на  
КРАСНОЛЕНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ

Год	Нефть и конденсат (тыс.т)	Товарный газ (млн.м <sup>3</sup> )	Будущая общая выручка (тыс.\$США)	Эксплуатационные расходы (тыс.\$США)	Капитальные и ликвидационные затраты (тыс.\$США)	НДПИ и др. налоги (тыс.\$США)	Налог на прибыль (тыс.\$США)	Поток наличности (тыс.\$США)	Текущая стоимость при 10 процентах (тыс.\$США)
2013	400	0	131,348	7,903	0	44,442	0	79,003	74,885
2014	243	0	75,165	4,416	0	32,667	0	38,082	32,675
2015	184	0	57,082	3,351	0	25,519	0	28,212	21,913
2016	152	0	47,132	2,767	0	21,248	0	23,117	16,253
2017	126	0	39,007	2,289	0	17,772	0	18,946	12,058
2018	109	0	33,771	1,981	0	15,420	0	16,370	9,430
2019	95	0	29,605	1,737	0	13,545	0	14,323	7,470
2020	84	0	26,039	1,528	0	11,967	439	12,105	5,714
2021	75	0	22,998	1,349	0	10,606	456	10,587	4,524
2022	66	0	20,778	1,219	0	9,571	486	9,502	3,676
2023	61	0	18,816	1,104	0	8,646	710	8,356	2,926
2024	55	0	17,064	1,001	0	7,831	1,053	7,179	2,275
2025	48	0	15,026	882	0	6,931	1,443	5,770	1,656
2026	42	0	12,957	760	0	5,943	1,250	5,004	1,299
2027	38	0	11,796	692	0	5,394	1,142	4,568	1,074
2028	34	0	10,578	621	0	4,846	1,023	4,088	870
2029	29	0	9,284	544	0	4,279	892	3,569	688
2030	28	0	8,559	503	0	3,913	829	3,314	578
2031	26	0	7,847	460	0	3,571	763	3,053	482
2032	23	0	7,219	424	0	3,266	705	2,824	403
2033	22	0	6,590	387	0	2,971	647	2,585	335
2034	19	0	6,033	354	0	2,711	593	2,375	278
2035	18	0	5,555	326	0	2,478	551	2,200	233
2036	17	0	5,133	302	0	2,272	511	2,048	196
2037	14	0	4,699	276	0	2,072	471	1,880	164
<b>Всего</b>	<b>2,008</b>	<b>0</b>	<b>630,081</b>	<b>37,176</b>	<b>0</b>	<b>269,881</b>	<b>13,964</b>	<b>309,060</b>	<b>202,055</b>
Остаток	61	0	18,678	1,103	10,260	7,058	1,575	(1,318)	202
<b>Итого</b>	<b>2,069</b>	<b>0</b>	<b>648,759</b>	<b>38,279</b>	<b>10,260</b>	<b>276,939</b>	<b>15,539</b>	<b>307,742</b>	<b>202,257</b>
<b>Текущая стоимость (тыс.\$США) при</b>									
8 процентов 216,633									
15 процентов 174,496									
20 процентов 154,452									

Примечание: Процентное распределение объемов реализации и цены приведены в таблице 3.

**ТАБЛИЦА 8**  
**ПРОГНОЗ СУММАРНЫХ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ И ВЫРУЧКИ**  
по состоянию на  
31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.

на  
КРАСНОЛЕНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ

Год	Нефть и конденсат (тыс.т)	Товарный газ (млн.м <sup>3</sup> )	Будущая общая выручка (тыс.\$США)	Эксплуатационные расходы (тыс.\$США)	Капитальные и ликвидационные затраты (тыс.\$США)	НДПИ и др. налоги (тыс.\$США)	Налог на прибыль (тыс.\$США)	Поток наличности (тыс.\$США)	Текущая стоимость при 10 процентах (тыс.\$США)
2013	700	0	229,388	24,589	87,729	83,924	0	33,146	31,418
2014	1,563	221	494,408	50,653	162,681	226,078	12,303	42,693	36,632
2015	3,311	890	1,066,572	107,328	275,469	500,098	53,047	130,630	101,460
2016	4,743	932	1,513,802	153,831	271,566	720,917	85,193	282,295	198,475
2017	5,336	932	1,698,348	173,415	271,910	812,469	94,419	346,135	220,292
2018	4,473	762	1,423,046	145,967	116,812	681,336	83,756	395,175	227,664
2019	2,681	444	852,216	88,431	7,200	408,236	41,054	307,295	160,254
2020	1,492	234	473,642	50,283	9,601	227,063	15,597	171,098	80,770
2021	896	131	284,369	31,206	6,351	136,502	2,210	108,100	46,194
2022	491	81	156,156	18,186	0	74,619	0	63,351	24,505
2023	245	49	77,938	10,255	0	37,007	0	30,676	10,741
2024	152	38	49,101	7,327	0	23,104	0	18,670	5,918
2025	128	34	41,141	6,518	0	19,278	0	15,345	4,403
2026	108	27	34,669	5,882	0	16,314	33	12,440	3,231
2027	97	22	31,029	5,527	0	14,660	0	10,842	2,549
2028	93	22	29,926	5,417	200	14,146	674	9,489	2,019
2029	88	19	27,749	5,198	0	13,097	1,530	7,924	1,527
2030	78	19	25,068	4,926	0	11,814	1,662	6,666	1,162
2031	71	18	22,886	4,705	6,488	10,761	182	750	119
2032	64	16	21,005	4,515	6,489	9,865	24	112	16
2033	60	17	19,276	4,340	6,488	9,030	0	(582)	(76)
2034	39	13	12,456	3,647	6,489	5,749	0	(3,429)	(401)
2035	18	11	5,945	2,987	6,488	2,604	0	(6,134)	(650)
2036	0	0	0	0	10,814	0	0	(10,814)	(1,038)
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего</b>	<b>26,927</b>	<b>4,932</b>	<b>8,590,136</b>	<b>915,133</b>	<b>1,252,775</b>	<b>4,058,671</b>	<b>391,684</b>	<b>1,971,873</b>	<b>1,157,184</b>
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого</b>	<b>26,927</b>	<b>4,932</b>	<b>8,590,136</b>	<b>915,133</b>	<b>1,252,775</b>	<b>4,058,671</b>	<b>391,684</b>	<b>1,971,873</b>	<b>1,157,184</b>
<b>Текущая стоимость (тыс.\$США) при</b>									
8 процентах 1,282,099									
15 процентах 903,569									
20 процентах 714,207									

Примечание: Процентное распределение объемов реализации и цены приведены в таблице 3.



**ТАБЛИЦА 9**  
**ПРОГНОЗ ДОКАЗАННЫХ-ПЛЮС-ВЕРоятных ЗАПАСОВ и ВЫРУЧКИ**  
по состоянию на  
31 ДЕКАБРЯ 2012 Г.

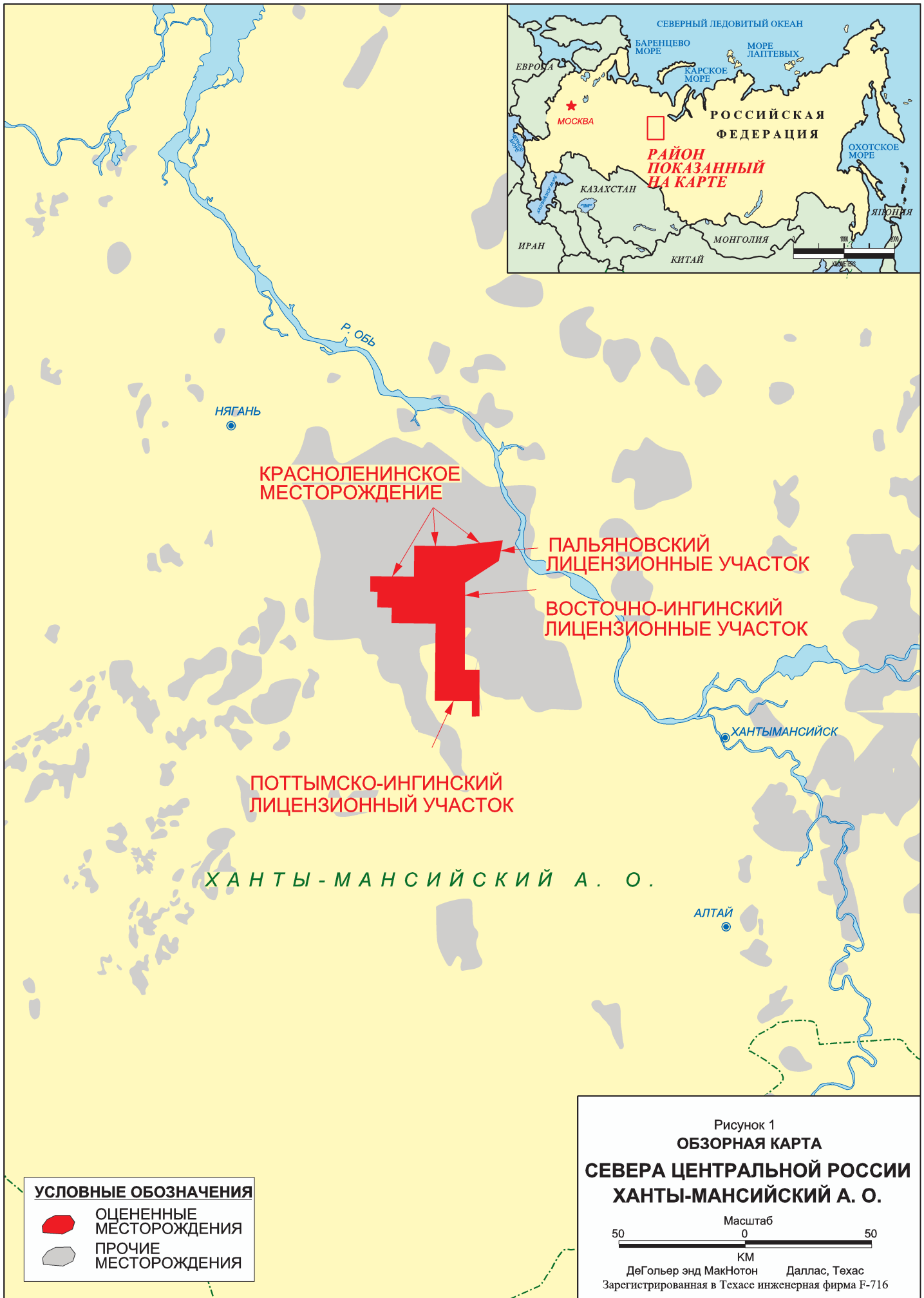
на  
КРАСНОЛЕНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ

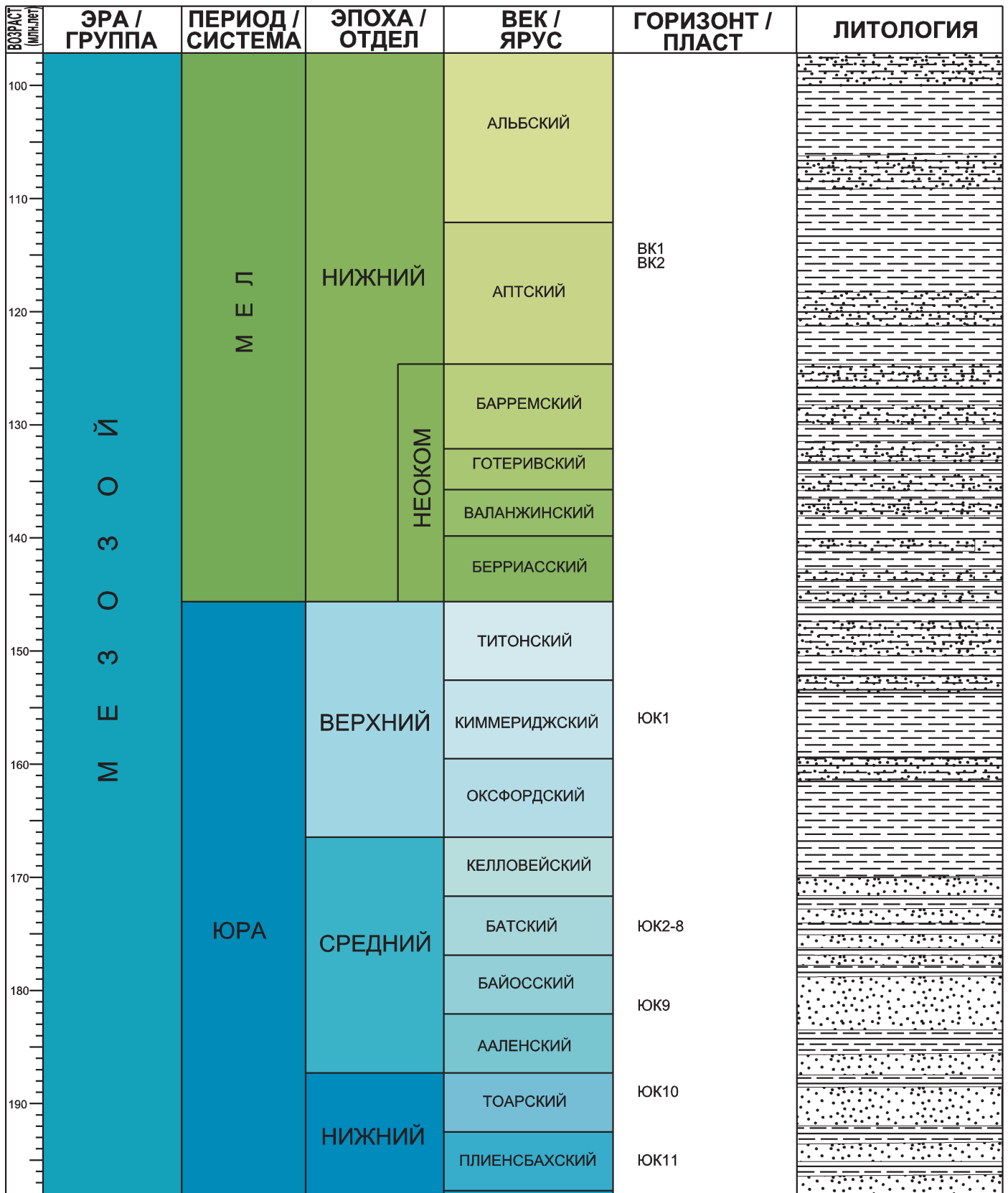
Год	Нефть и конденсат (тыс.т)	Товарный газ (млн.м <sup>3</sup> )	Будущая общая выручка (тыс.\$США)	Эксплуатационные расходы (тыс.\$США)	Капитальные и ликвидационные затраты (тыс.\$США)	НДПИ и др. налоги (тыс.\$США)	Налог на прибыль (тыс.\$США)	Поток наличности (тыс.\$США)	Текущая стоимость при 10 процентах (тыс.\$США)
2013	796	0	260,973	27,938	104,788	89,975	3,186	35,086	33,257
2014	1,857	350	590,829	60,209	187,535	256,134	21,583	65,368	56,088
2015	4,092	1,500	1,333,636	132,480	286,947	597,766	80,255	236,188	183,447
2016	6,221	1,500	1,996,011	201,399	279,110	924,536	129,801	461,165	324,234
2017	7,319	1,500	2,338,345	237,219	271,909	1,103,500	150,233	575,484	366,258
2018	9,078	1,500	2,885,489	294,200	271,610	1,376,994	195,412	747,273	430,510
2019	11,675	1,500	3,693,121	378,095	279,111	1,775,937	254,414	1,005,564	524,402
2020	13,928	1,500	4,394,194	451,003	281,511	2,121,526	312,055	1,228,099	579,746
2021	15,314	1,501	4,825,249	496,056	285,461	1,547,554	501,066	1,995,112	852,556
2022	16,146	1,499	5,084,016	523,321	281,761	740,756	708,021	2,830,157	1,094,754
2023	16,511	1,500	5,197,608	535,593	276,160	756,915	725,470	2,903,470	1,016,655
2024	16,633	1,500	5,235,551	540,051	271,910	762,215	731,392	2,929,983	928,693
2025	16,587	1,500	5,221,523	539,146	271,909	759,920	729,223	2,921,325	838,180
2026	16,577	1,500	5,218,198	539,345	271,910	759,323	728,707	2,918,913	758,105
2027	16,603	1,500	5,226,250	540,718	271,910	760,341	730,008	2,923,273	687,271
2028	16,656	1,500	5,242,655	542,955	272,110	762,685	732,589	2,932,316	624,050
2029	13,512	1,501	4,264,941	442,218	86,761	618,738	599,188	2,518,036	485,089
2030	8,708	1,270	2,761,404	288,028	0	398,854	383,213	1,691,309	294,940
2031	5,319	769	1,686,363	179,232	0	243,631	226,488	1,037,012	163,698
2032	3,273	473	1,037,858	113,585	0	150,030	134,076	640,167	91,476
2033	2,013	289	638,186	73,122	0	92,317	79,215	393,532	50,903
2034	1,247	176	395,109	48,526	0	57,190	47,982	241,411	28,266
2035	775	107	245,532	33,387	0	35,556	30,861	145,728	15,445
2036	482	58	152,176	23,959	0	22,037	20,369	85,811	8,233
2037	296	34	93,565	18,018	0	13,565	12,396	49,586	4,307
<b>Всего</b>	<b>221,618</b>	<b>26,027</b>	<b>70,018,782</b>	<b>7,259,803</b>	<b>4,252,413</b>	<b>16,727,995</b>	<b>8,267,203</b>	<b>33,511,368</b>	<b>10,440,563</b>
Остаток	386	32	121,241	54,900	116,143	17,647	2,418	(69,867)	(3,642)
<b>Итого</b>	<b>222,004</b>	<b>26,059</b>	<b>70,140,023</b>	<b>7,314,703</b>	<b>4,368,556</b>	<b>16,745,642</b>	<b>8,269,621</b>	<b>33,441,501</b>	<b>10,436,921</b>

Примечания:

- Процентное распределение объемов реализации и цены приведены в таблице 3.
- Вероятные запасы и стоимость вероятных запасов не были пересчитаны с учетом риска, что обеспечило бы их сопоставимость с доказанными запасами и стоимостью доказанных запасов.

**Текущая стоимость (тыс.\$США) при**  
8 процентах 12,990,806  
15 процентах 6,225,736  
20 процентах 3,876,841





**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

-  ПЕСОК
-  ГЛИНЫ

Рисунок 2  
**СХЕМАТИЧЕСКИЙ  
 ХРОНОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ  
 ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ ВПАДИНА  
 РОССИЯ**

ДеГольер энд МакНотон Даллас, Техас  
 Зарегистрированная в Техасе инженерная фирма F-716