

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

С ПОДЛИННЫМ ВЕРНО:

*Семин*

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства  
по недропользованию



*И.А.Плесовских*  
2012 г.

ПРОТОКОЛ № *18/443-пр. от 17.07.2012*  
совещания при заместителе начальника Управления геологии  
нефти и газа, подземных вод и сооружений

г. Москва

«16» июля 2012 г.

Председательствующий – В.Я. Беленький

Секретарь – Е.Г. Коваленко

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

- |                    |   |
|--------------------|---|
| Буялов А.А.        | - главный специалист отдела Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений;     |
| Гребнева В.Н.      | - главный специалист отдела Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений;     |
| Мартьянова Т.А.    | - главный специалист отдела Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений;     |
| Красильникова Т.Б. | - заместитель начальника отдела Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений; |

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение экспертного заключения ЭЗ № 110-12 оп от 19.06.2012 на оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа **Северо-Комсомольского** месторождения, расположенного в Республике Калмыкия, ООО НК «ЕвроСибОйл».

СОВЕЩАНИЕ ОТМЕЧАЕТ:

1. В Федеральное агентство по недропользованию 16.07.2012 г. поступило экспертное заключение ЭЗ № 110-12 оп от 19.06.2012 по Северо-Комсомольскому месторождению, подготовленное экспертной комиссией ФБУ «ГКЗ».

2. Лицензия ЭЛИ 00314 НЭ от 18.08.2011г. принадлежит ООО НК «ЕвроСибОйл».

СОВЕЩАНИЕ ПОСТАНОВИЛО:

Рекомендовать руководству Роснедра утвердить результаты государственной экспертизы по Северо-Комсомольскому месторождению, ООО НК «ЕвроСибОйл», изложенные в экспертном заключении ЭЗ № 110-12оп.

Председатель



В.Я. Беленький

Секретарь



Е.Г. Коваленко

**ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 110-12оп**  
на оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа  
по залежам пластов  $K_{1a}$ ,  $J_2aI$ ,  $J_2aII$  **Северо-Комсомольского**  
месторождения, расположенного в Республике Калмыкия

ООО НК «ЕвроСибОйл»

Лицензия ЭЛИ 00314 НЭ от 18.08.2011 г.

г. Москва

19 июня 2012г.

На рассмотрение экспертной комиссии пользователем недр были представлены материалы, обосновывающие изменения состояния запасов нефти и растворенного газа по залежам пластов  $K_{1a}$ ,  $J_2aI$  и  $J_2aII$  Северо-Комсомольского месторождения.

В административном отношении Северо-Комсомольское месторождение расположено на территории Черноземельского района Республики Калмыкия.

В тектоническом плане месторождение приурочено к зоне сочленения кряжа Карпинского с Восточно-Манычским прогибом.

Лицензия ЭЛИ 00279 НЭ от 11.03.2010г. по Северо-Комсомольскому месторождению переоформлена в 2011г. с ООО «Управляющая компания «Калмнефть» на ООО НК «ЕвроСибОйл» (ЭЛИ 00314 НЭ от 18.08.2011г.). Залежи всех пластов выходят за пределы ЛУ в нераспределенный фонд недр.

Северо-Комсомольского месторождение открыто в 1982 году, в 1985 году введено в разработку. В настоящее время Северо-Комсомольское месторождение разрабатывается на основании действующего проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Комсомольского месторождения», утвержденного протоколом ЦКР Роснедра № 4636 от 09.07.2009.

Запасы УВ по месторождению утверждены ЦКЗ Миннефтепрома в 1990г. (протокол №26/90 от 21.03.1990г.). На Государственном балансе по Северо-Комсомольскому месторождению числятся запасы УВ по нижнеаптским (пласт  $K_{1a1}$ ) и ааленским ( $J_2a$  пласты I и II) терригенным отложениям.

После подсчета запасов в период с 1990 по 1994 г. на месторождении пробурено 12 скважин. С 2009 по 2011 г. на территории месторождения проведены сейсмические исследования 2Д. На основе новых данных сейсморазведки с учетом результатов бурения и переинтерпретации старых сейсмических материалов уточнено геологическое строение залежей Северо-Комсомольского месторождения.

По данным сейсморазведочных работ и результатам корреляции Северо-Комсомольская структура по кровле пласта  $K_{1a}$  представляет собой ненарушенную складку. По результатам анализа промысловых скважинных данных: испытаний, РИГИС было установлено присутствие дизъюнктивных нарушений. В отложениях пласта  $K_{1a1}$  установлено три самостоятельные тектонически экранированные залежи.

В результате изменения корреляции подошвы продуктивных пластов по скважинам произошло изменение отметок ВНК по залежам.

В результате обобщения всех полученных данных по месторождению в целом, изменилась геологическая модель залежей, уточнены эффективные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, что послужило основанием для пересчета запасов УВ.

### Пласт К<sub>1а</sub>

В пределах структуры в пласте установлено три пластовые сводовые тектонически экранированные залежи: район скв.27, скв.20 и скв.86. Учет запасов в государственном балансе ведется по пласту в целом.

По результатам исследования керна продуктивный пласт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

*Залежь в районе скв. 27* пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 1,5х1,5 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины, вскрытые скважинами, изменяются от 2,4 до 5,0 м. Пласт опробован в колонне в скв.29,32,33,57. В результате перфорации скв.57 в интервале а.о.-2541.3-2543.3м получен приток нефти 96 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. В скв.32,29,33 из нижних дыр интервалов перфорации а.о.-2549.8м,-2548,3м,-2541,4м получены притоки нефти, дебитом от 0.25м<sup>3</sup>/сут до 22.5 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК в залежи принят на а.о.-2551,8м по данным ГИС скв.32.

*Залежь в районе скв. 20*

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 0,7х0,7 км. Эффективные толщины, вскрытые скважинами в пределах залежи, изменяются от 3,0 до 4,0 м. Залежь опробована в скв.20 и скв.63 в открытом стволе. В обеих скважинах получены притоки нефти с водой.

ВНК принят по данным ГИС скв.63 на а.о.-2544м.

*Залежь в районе скв. 86* неполнопластовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 1,1х0,7 км, высота 3,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скв.86, составила 0.6м. Пласт опробован в интервале перфорации а.о.-2535.7-2537.6м, получен приток нефти. Ранее залежь на госбалансе не числилась.

ВНК залежи условно принят на а.о.-2537.6м по нижней дыре интервала перфорации скв.86.

Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности определены по результатам интерпретации ГИС, основанной на обобщенных петрофизических зависимостях по месторождениям кряжа Карпинского.

Параметры, характеризующие свойства нефти и растворенного газа, приняты по результатам исследования глубинных проб и не изменились, за исключением газосодержания пластовой нефти.

КИН (0.589) по пласту принят в соответствии с действующим проектным документом.

Запасы нефти подсчитаны по категориям В и С<sub>1</sub>.

### Залежь пласта J<sub>2aI</sub>

Пласт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Залежь неполнопластовая. Размеры залежи 6,0х1,6 км, высота 15,8 м. Залежь вскрыта 22 скважинами, опробована в 17 скважинах.

Эффективные толщины в пределах залежи изменяются от 8,8 до 13,6 м, нефтенасыщенные толщины, вскрытые скважинами, изменяются от 3.0 до 12,2 м.

При опробовании пласта в колонне получены притоки нефти дебитами от 40 м<sup>3</sup>/сут до 288 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК принят на а.о.-2754м по нижней дыре перфорации скв.30.

Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности приняты по данным интерпретации комплекса ГИС.

Параметры, характеризующие свойства нефти и растворенного газа, определены по результатам исследования трех глубинных проб.

КИН (0.555) принят в соответствии с утвержденным проектным документом.

Запасы нефти пласта  $J_2aI$  по степени изученности отнесены к категории В.

#### **Залежь пласта $J_2aII$**

Пласт сложен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Коллектор представлен среднезернистыми песчаниками.

Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи 5,0x1,4 км, высота 16,2 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины, вскрытые скважинами, изменяются от 2.2 до 9.6м.

Залежь открыта при опробовании в колонне поисковой скв.57, в которой из интервала перфорации а.о -2867,3-2869,3 получен приток нефти дебитом 156 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Залежь опробована в 24 скважинах, при испытании которых дебиты нефти составляли от 40м<sup>3</sup>/сут до 200м<sup>3</sup>/сут.

ВНК залежи принят на а.о.- 2876,8 м по ГИС скв.57.

Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности определены по результатам интерпретации комплекса ГИС.

Плотность нефти, пересчетный коэффициент и газосодержание нефти приняты по результатам исследования глубинных проб.

КИН принят (0.558) и соответствует рассчитанному в действующем проектном документе.

Запасы нефти и растворенного газа в залежи подсчитаны по категории В и увеличились за счет увеличения средней нефтенасыщенной толщины и  $K_p$  и КИН.

Экспертная комиссия, обсудив представленные материалы, согласилась с представленной авторами моделью строения залежей пластов  $K_1a$ ,  $J_2aI$ ,  $J_2aII$  Северо-Комсомольского месторождения.

#### **После обсуждения и обмена мнениями экспертная комиссия решила:**

1. Принять представленную авторами модель строения месторождения.
  2. Подсчетные параметры по залежам пластов  $K_1a$ ,  $J_2aI$ ,  $J_2aII$  Северо-Комсомольского месторождения обоснованы и могут быть приняты для подсчета запасов;
  3. Рекомендовать
    - Роснедра к утверждению начальные запасы углеводородного сырья по Северо-Комсомольскому месторождению в соответствии с таблицами 1 и 2.
- ООО НК «ЕвроСибОйл»:  
отобрать и исследовать керн с целью создания собственной петрофизической модели коллектора;
- изучить свойства пластовых нефтей, определить текущий газовый фактор
  - на новой геологической модели залежи обновить проектный документ;
  - отразить изменение состояния запасов углеводородного сырья по залежам пластов  $K_1a$ ,  $J_2aI$ ,  $J_2aII$  Северо-Комсомольского месторождения в отчетной форме 6-гр за 2012 г. по графе «разведка»;

-ФГУ НПП «Росгеолфонд» внести соответствующие изменения в Государственный баланс запасов полезных ископаемых по залежам пластов **K<sub>1a</sub>**, **J<sub>2aI</sub>**, **J<sub>2aII</sub>** Северо-Комсомольского месторождения по состоянию на 01.01.13 г. в соответствии с таблицами 1,2 и с учетом накопленной добычи.

Руководитель экспертной комиссии



Саакян М.И.

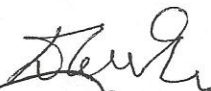
Члены экспертной комиссии



Ульянов В.С.



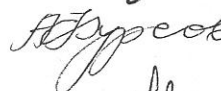
Воцалевский З.С.



Дьяконова Т.Ф.



Соколов А.В.



Фурсов А.Я.



Ювченко Н.В.

Секретарь экспертной комиссии



Стыщенко Т.Л.

Таблица 1

## Сопоставление подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа Северо-Комсомольского месторождения

ООО "НК "ЕвроСибОйл"

Дата подсчета	Пласт	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты, доли единицы			Проницаемость, мД	Вязкость, мПа·с	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	КНИ, доли единиц	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание пластовой нефти, м <sup>3</sup> /т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м <sup>3</sup>	
						открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчитанный								геологические	извлекаемые
Лицензия ЭЛН 00314 НЭ от 11.03.2010г.																	
01.01.2012	K <sub>1a</sub>	B	<u>320</u>	<u>2,5</u>	-	<u>0,20</u>	<u>0,75</u>	<u>0,836</u>	100	<u>1,36</u>	<u>0,812</u>	158	<u>0,460</u>	<u>92</u>	<u>40,0</u>	<u>6</u>	<u>4</u>
01.01.2013			320	3,3	1046	0,18	0,65	0,836	320	1,36	0,812	86	0,589	51	55,8	5	3
01.01.2012	K <sub>1a</sub>	C1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01.01.2013			2973	2,4	7052	0,19	0,64	0,836	320	1,36	0,812	584	0,589	344	55,8	33	19
01.01.2012	J <sub>2al</sub>	B	<u>5233</u>	<u>3,3</u>	-	<u>0,18</u>	<u>0,85</u>	<u>0,921</u>	700	<u>2,30</u>	<u>0,795</u>	<u>3109</u>	<u>0,400</u>	<u>1222</u>	<u>44,0</u>	<u>137</u>	<u>94</u>
01.01.2013			7386	4,5	33435	0,19	0,81	0,822	984	2,30	0,795	3371	0,555	1871	72,0	243	135
01.01.2012	J <sub>2all</sub>	B	<u>5097</u>	<u>3,2</u>	-	<u>0,19</u>	<u>0,85</u>	<u>0,921</u>	700	<u>2,00</u>	<u>0,807</u>	<u>1272</u>	<u>0,410</u>	<u>510</u>	<u>50,0</u>	<u>64</u>	<u>26</u>
01.01.2013			4602	4,7	21427	0,20	0,79	0,870	1090	2,00	0,807	2378	0,558	1327	51,0	121	68

Состояние и изменение запасов нефти и растворенного газа залежей пластов К<sub>1а</sub>, J<sub>2аI</sub> и J<sub>2аII</sub> Северо-Комсомольского месторождения

Таблица 2

Пласт, залежь	Категория запасов	Начальные запасы на 01.01.2012		Изменение запасов в 2012 году за счет						Начальные запасы на 01.01.2013		
		геол.	извл.	разведки	перерождения		передачи		геол.	извл.	геол.	извл.
					геол.	извл.	геол.	извл.				
<b>НЕФТЬ, тыс. т.</b>												
Лицензия ЭЛН 00314 НЭ от 18.08.2011г. (ООО "НК "ЕвроСибОйл")												
K <sub>1а</sub> *	В	158	92	-72	-41						86	51
	СI			584	344						405	239
	В+СI	158	92	512	303	0	0			-179	-105	290
J <sub>2аI</sub>	В	3109	1222	262	649					-714	-396	1475
J <sub>2аII</sub>	В	1272	510	1106	817					-197	-110	1217
Итого по лицензии	В+СI	4539	1824	1880	1769	0	0			-1090	-611	2982
<b>Нераспределенный фонд недр</b>												
K <sub>1а</sub> *	СI									179	105	105
J <sub>2аI</sub>	В									714	396	714
J <sub>2аII</sub>	В									197	110	197
Итого НФ	В+СI									1090	611	1090
Всего по месторождению	В+СI	4539	1824	1880	1769			0	0	6419	0	3593
<b>РАСТВОРЕННЫЙ ГАЗ, млн.м3</b>												
Лицензия ЭЛН 00279 НЭ от 11.03.2010г. (ООО Управляющая компания "Калмнефть")												
K <sub>1а</sub> *	В		4									
J <sub>2аI</sub>	В		94									
J <sub>2аII</sub>	В		26									
Лицензия ЭЛН 00314 НЭ от 18.08.2011г. (ООО "НК "ЕвроСибОйл")												
K <sub>1а</sub> *	В		4		-1							3
	СI				19							19
	В+СI		4	0	18	0	0	0	0	0	0	22
J <sub>2аI</sub>	В		94		41							106
J <sub>2аII</sub>	В		26		42							62
Итого по лицензии	В+СI		124	0	101	0	0	0	0	-35		190
<b>Нераспределенный фонд недр</b>												
K <sub>1а</sub> *	СI											
J <sub>2аI</sub>	В											29
J <sub>2аII</sub>	В											6
Итого НФ	В+СI		0	0	0	0	0	0	0	35	0	35
ВСЕГО по месторождению	В+СI		124		101					0		225

\* индекс пласта К<sub>1а</sub>, изменен на К<sub>1а</sub>