

TG/E2182/114/ngk

21 января 2010 г.

Директорам,  
АО «РД «КазМунайГаз»,  
ул. Тауелсіздік, д. 2,  
Астана 010000,  
Республика Казахстан.

Уважаемые господа,

## ОЦЕНКА ЗАПАСОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 Г.

### ВВЕДЕНИЕ

АО «РД «КазМунайГаз» (РД КМГ) обратилось к компании Gaffney, Cline & Associates (GCA) с просьбой предоставить обновленную по состоянию на 31 декабря 2009 г. независимую сертификацию запасов некоторых месторождений нефти, которые эксплуатируются ПФ «ЭмбаМунайГаз» (ЭМГ) и ПФ «ОзеньМунайГаз» (ОМГ), выполненную на 31 декабря 2008 г. В настоящем письме приводятся основные результаты и выводы.

Местоположение основных месторождений показано на региональной карте (рис.1). Месторождения ОМГ и ЭМГ находятся в ведении пяти отдельных НГДУ, и их эксплуатация осуществляется по пяти различным договорам. Месторождения ЭМГ показаны по НГДУ на рис.2. Месторождения Уз и Кондыбай находятся на территории лицензионного участка Тайсоган и для целей настоящего отчета включены в него как часть активов НГДУ КайнарМунайГаз.

Компания GCA не получала просьбу посетить месторождения и не видела в этом необходимости для оценки запасов и ЧПС.

АО РД КМГ предоставило компании GCA полный набор данных, содержащий техническую и коммерческую информацию по добыче на месторождениях, видам работ, результатам эксплуатации новых скважин и КРС, а также проект бюджета на 2010 г., проект бизнес-плана на 2011-2014 г.г., данные о стоимости транспортировки нефти и другие финансовые данные, относящиеся к налоговым условиям, применимым к лицензиям и контрактам. Компания GCA подготовила настоящий отчет на основе этой информации и других данных, предоставленных АО РД КМГ.

Объемы добычи и запасов указаны в тоннах. Для сравнения с предыдущими оценками и соответствия общепринятым стандартам отрасли также указываются эквиваленты в баррелях, с использованием плотности нефти по каждому месторождению в качестве основы для пересчета.

Рис. 1

АО РД КМГ РАЙОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



Рис. 2

## ПФ ЭМБАМУНАЙГАЗ НГДУ, МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТРУБОПРОВОДЫ



## Условные обозначения

- Нефтяное м-ние
- Нефтепровод
- Газопровод
- ..... Доставка в автоцистернах

## НГДУ

- ЖаикМунайГаз
  - ДоссорМунайГаз
  - МагатМунайГаз
  - КайнарМунайГаз
  - КульсарыМунайГаз
  - ПрорваМунайГаз
- } ДоссорМунайГаз
- } ЖильойМунайГаз

Запасы оценивались в соответствии с определениями и руководством Системы управления углеводородными ресурсами (СУУР) 2007 г. Общества инженеров-нефтяников, Постоянного совета Всемирного нефтяного конгресса, американской Ассоциации геологов-нефтяников и Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (Приложение I).

Компания GCA является независимой консалтинговой компанией в области нефтегазовой промышленности, специализирующейся на оценке нефтяных коллекторов и экономическом анализе. При подготовке настоящего отчета компания GCA поддерживала и продолжает поддерживать с РД КМГ отношения «консультант-клиент». Руководство и сотрудники компании были и продолжают оставаться независимыми от РД КМГ в отношении предоставляемых услуг, что относится и к мнению, изложенному в настоящем отчете. Более того, руководство и сотрудники компании GCA не владеют долями в каком-либо имуществе или акционерном капитале РД КМГ, равно как и не имеют заинтересованности в рекламе РД КМГ.

## **ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЯ**

Объем доказанных, доказанных + вероятных и доказанных + вероятных + возможных запасов РД КМГ на 31 декабря 2009 г. по оценке компании GCA, вместе с поправками, сделанными после оценки 31 декабря 2008 г., представлены по каждому месторождению в Таблицах 1-3. В Таблице 4 представлены данные по объемам запасов каждого месторождения в баррелях.

	Доказанные, тыс.т	Доказанные плюс вероятные, тыс.т	Доказанные плюс вероятные плюс возможные, тыс.т
<b>Всего по РД КМГ</b>	<b>87 874</b>	<b>234 415</b>	<b>270 468</b>

Имело место чистое уменьшение доказанных запасов на 7671 тыс. т (поправка в 1307 тыс.т за минусом 8978 тыс.т - объема добычи в 2009 г.), а также чистое уменьшение доказанных плюс вероятных запасов объемом в 6765 тыс. т (поправка в 2213 тыс.т за минусом 8978 тыс. т - объема добычи в 2009 г.).

Прогнозы добычи и затрат, соответствующие оценке запасов категории «доказанные» и «доказанные + вероятные», представлены в Таблице 5.

На добычу нефти на некоторых месторождениях ОМГ и ЭМГ повлияла суровая зима 2009 г.; кроме того, продолжающийся трудовой спор в ОМГ не дал возможности полностью достичь поставленные цели по добыче. Компания GCA полагает, что эти события не окажут сколь значительного отрицательного влияния на конечную нефтеотдачу.

Поправки в объемах запасов в основном являются результатом сокращенного плана- графика бурения, более низких эксплуатационных расходов и более высоких цен на нефть по сравнению с оценкой запасов за 2008 г.

Оценка запасов в основном базируется на показателях. Наличие обновленных технических оценок вместе с другими исследованиями и обновленным бизнес-планом свидетельствует в пользу величины запасов, определенной на основе показателей.

**ТАБЛИЦА 1**  
**ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ ПО СОСТОЯНИЮ**  
**НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 г.**

НГДУ	Месторождение	Всего доказанных запасов на 31 декабря 2008 г., тыс.т	Добыча, тыс.т	Поправки, тыс.т.	Всего доказанных запасов на 31 декабря 2009 г., тыс.т	Доказанные неразработанные запасы на 31 декабря 2009 г., тыс.т.
<b>ОзеньМунайГаз</b>						
	Узень	68 680	5 853	0	62 827	4 800
	Карамандыбас	4 238	397	0	3 841	450
<b>НГДУ ЖаикМунайГаз</b>						
	ЮЗ Камышитовое	1 959	235	111	1 835	119
	Забурунье	1 340	195	136	1 281	111
	Жанаталап	1 380	163	249	1 466	0
	ЮВ Камышитовое	1 127	138	102	1 091	146
	Балгимбаев	864	111	107	861	16
	Гран	507	67	31	471	29
	Новобогатинское	65	6	-7	52	23
	Ровное	54	10	-7	36	0
<b>НГДУ ЖильойМунайГаз</b>						
	Нуржанов	4 369	392	128	4 105	295
	Зап. Прорва	644	80	29	593	55
	Досмухамбетовское	646	59	6	593	0
	Актюбе	277	25	-11	242	17
	Терень-Узюк	772	64	-42	666	0
	Акингень	493	74	105	524	18
	Кисимбай	308	40	-17	251	0
	Кульсары	53	8	-15	30	0
	Кошагыл	38	4	1	35	0
	Тюлюс	24	3	1	22	0
	Каратон Кошкимбет	59	7	3	55	0
	Аккудук	167	28	28	167	16
<b>НГДУ КайнарМунайГаз</b>						
	Молдабек Восточный	3 002	406	171	2 767	20
	Жоламанов	445	48	17	414	87
	Северный Котыртас	99	18	86	167	65
	Уаз	140	20	-7	113	0
	Кондыбай	0	5	31	26	0
<b>НГДУ ДоссорМунайГаз</b>						
	Ботакан	1 474	213	21	1 282	0
	Карсак	365	44	0	321	0
	Алтыкуль	140	17	12	134	0
	Байчунас	73	9	-23	41	0
	Бек Бике	19	3	-2	15	0
	Доссор	7	1	-3	3	0
	Искине	1	0	0	1	0
	Комсомольское	7	1	-1	5	0
	Кошкар	36	5	-5	26	0
	Танатар	28	4	3	27	0
	Макат Вост.	1 436	195	48	1 289	53
	Макат	13	2	-5	5	0
	Жолдыбай Сев.	196	27	28	197	8
<b>ВСЕГО</b>		<b>95 545</b>	<b>8 978</b>	<b>1 307</b>	<b>87 874</b>	<b>6 328</b>

**Примечание:**

- Итоговые цифры могут не совпадать из-за округления
- В отчете за 2008 г. данные по месторождению Кондыбай приводились вместе с данными по месторождению Уаз, а в настоящем отчете – отдельно.

ТАБЛИЦА 2

**ДОКАЗАННЫЕ ПЛЮС ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ  
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 г.**

НГДУ	Месторождение	Запасы на 31 декабря 2008 г., тыс.т	Добыча, тыс.т	Поправки, тыс.т.	Запасы на 31 декабря 2009 г., тыс.т
<b>ОзеньМунайГаз</b>					
	Узень	171 834	5 853	0	165 980
	Карамандыбас	10 502	397	0	10 104
<b>НГДУ ЖаикМунайГаз</b>					
	ЮЗ Камышитовое	6 554	235	0	6 319
	Забурунье	3 401	195	212	3 419
	Жанаталап	4 443	163	469	4 749
	ЮВ Камышитовое	3 475	138	255	3 592
	Балгимбаев	2 565	111	186	2 640
	Гран	1 649	67	-239	1 344
	Новобогатинское	353	6	-222	125
	Ровное	124	10	-58	56
<b>НГДУ ЖильойМунайГаз</b>					
	Нуржанов	12 354	392	200	12 161
	Зап. Прорва	1 365	80	-192	1 093
	Досмухамбетовское	1 473	59	-51	1 363
	Актюбе	567	25	-6	536
	Терень-Узюк	1 251	64	193	1 380
	Акингень	674	74	217	817
	Кисимбай	437	40	18	415
	Кульсары	75	8	-16	51
	Кошагыл	59	4	12	67
	Тюлюс	34	3	6	37
	Каратон Кошкимбет	87	7	16	96
	Аккудук	219	28	53	244
<b>НГДУ КайнарМунайГаз</b>					
	Молдабек Восточный	5 910	406	1 050	6 554
	Жоламанов	982	48	185	1 119
	Северный Котыртас	215	18	73	270
	Уаз	613	20	-303	290
	Кондыбай	0	5	36	31
<b>НГДУ ДоссорМунайГаз</b>					
	Ботахан	4 009	213	17	3 812
	Карсак	1 015	44	48	1 018
	Алтыкуль	378	17	33	394
	Байчунас	200	9	-69	122
	Бек Бике	47	3	-6	39
	Доссор	14	1	-8	5
	Искине	2	0	0	2
	Комсомольское	12	1	-1	10
	Кошкар	93	5	-16	72
	Танатар	65	4	5	66
	Макат Вост.	3 668	195	56	3 529
	Макат	20	2	-11	7
	Жолдыбай Сев.	442	27	71	485
<b>ВСЕГО</b>		<b>241 180</b>	<b>8 978</b>	<b>2 213</b>	<b>234 415</b>

**Примечание:**

- Итоговые цифры могут не совпадать из-за округления.
- В отчете за 2008 г. данные по месторождению Кондыбай приводились вместе с данными по месторождению Уаз, а в настоящем отчете – отдельно.

ТАБЛИЦА 3

**ДОКАЗАННЫЕ + ВЕРОЯТНЫЕ + ВОЗМОЖНЫЕ ЗАПАСЫ  
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 г.**

НГДУ	Месторождение	Запасы на 31 декабря 2008 г., тыс.т	Добыча, тыс.т	Поправки, тыс.т.	Запасы на 31 декабря 2009 г., тыс.т
<b>ОзеньМунайГаз</b>					
	Узень	194 372	5 853	0	188 519
	Карамандыбас	12 053	397	39	11 695
<b>НГДУ ЖаикМунайГаз</b>					
	ЮЗ Камышитовое	7 805	235	-223	7 347
	Забурунье	3 898	195	326	4 029
	Жанаталап	4 948	163	712	5 496
	ЮВ Камышитовое	4 096	138	371	4 328
	Балгимбаев	2 724	111	171	2 784
	Гран	2 041	67	-424	1 550
	Новобогатинское	462	6	-310	146
	Ровное	155	10	-82	62
<b>НГДУ ЖильойМунайГаз</b>					
	Нуржанов	17 209	392	-1 889	14 928
	Зап. Прорва	1 586	80	-295	1 211
	Досмухамбетовское	1 661	59	-124	1 478
	Актюбе	668	25	-62	582
	Терень-Узюк	2 311	64	-181	2 066
	Акингень	1 089	74	191	1 206
	Кисимбай	722	40	-57	625
	Кульсары	107	8	-34	65
	Кошагыл	97	4	-1	92
	Тюлюс	49	3	1	47
	Каратон Кошкимбет	129	7	3	125
	Аккудук	274	28	45	291
<b>НГДУ КайнарМунайГаз</b>					
	Молдабек Восточный	8 949	406	199	8 742
	Жоламанов	1 223	48	62	1 237
	Северный Котыртас	264	18	76	322
	Уаз	1 566	20	-808	738
	Кондыбай	0	5	40	35
<b>НГДУ ДоссорМунайГаз</b>					
	Ботакан	4 388	213	17	4 191
	Карсак	1 063	44	46	1 064
	Алтыкуль	397	17	34	414
	Байчунас	210	9	-73	128
	Бек Бике	50	3	-6	41
	Доссор	15	1	-9	5
	Искине	2	0	0	2
	Комсомольское	14	1	-2	11
	Кошкар	98	5	-16	77
	Танатар	75	4	5	76
	Магат Вост.	4 317	195	62	4 183
	Магат	22	2	-12	7
	Жолдыбай Сев.	474	27	77	523
<b>ВСЕГО</b>		<b>281 583</b>	<b>8 978</b>	<b>-2 137</b>	<b>270 468</b>

**Примечание:**

- Итоговые цифры могут не совпадать из-за округления.
- В отчете за 2008 г. данные по месторождению Кондыбай приводились вместе с данными по месторождению Уаз, а в настоящем отчете – отдельно.

ТАБЛИЦА 4

**ДОКАЗАННЫЕ + ВЕРОЯТНЫЕ + ВОЗМОЖНЫЕ ЗАПАСЫ  
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 г.**

НГДУ	Месторождение	Доказанные запасы, тыс. барр.	Доказанные + вероятные запасы, тыс. барр.	Доказанные + вероятные + возможные запасы, тыс. барр.
<b>ОзеньМунайГаз</b>				
	Узень	464 356	1 226 773	1 393 354
	Карамандыбас	28 386	74 683	86 436
<b>НГДУ ЖаикМунайГаз</b>				
	ЮЗ Камышитовое	13 808	47 543	55 280
	Забурунье	9 026	24 081	28 381
	Жанаталап	10 632	34 450	39 874
	ЮВ Камышитовое	7 840	25 821	31 113
	Балгимбаев	6 054	18 575	19 584
	Гран	3 665	10 459	12 067
	Новобогатинское	406	978	1 146
	Ровное	260	397	444
<b>НГДУ ЖильойМунайГаз</b>				
	Нуржанов	29 506	87 418	107 304
	Зап. Прорва	4 239	7 815	8 656
	Досмухамбетовское	4 386	10 076	10 924
	Актюбе	1 798	3 993	4 329
	Терень-Узюк	4 561	9 456	14 153
	Акингень	3 782	5 891	8 698
	Кисимбай	1 805	2 985	4 501
	Кульсары	212	360	456
	Кошагыл	248	479	654
	Тюлюс	169	285	360
	Каратон Кошкимбет	391	687	887
	Аккудук	1 271	1 861	2 218
<b>НГДУ КайнарМунайГаз</b>				
	Молдабек Восточный	19 642	46 526	62 059
	Жоламанов	3 001	8 105	8 963
	Северный Котыртас	1 260	2 036	2 429
	Уаз	817	2 098	5 336
	Кондыбай	191	225	254
<b>НГДУ ДоссорМунайГаз</b>				
	Ботахан	9 599	28 546	31 383
	Карсак	2 196	6 970	7 283
	Алтыкуль	941	2 761	2 898
	Байчунас	300	891	934
	Бек Бике	106	276	294
	Доссор	19	33	37
	Искине	8	12	14
	Комсомольское	35	68	75
	Кошкар	188	525	554
	Танатар	192	478	550
	Макат Вост.	9 719	26 614	31 549
	Макат	39	48	53
	Жолдыбай Сев.	1 398	3 452	3 723
<b>ВСЕГО</b>		<b>646 451</b>	<b>1 724 728</b>	<b>1 989 206</b>

**Примечание:**

1. Результаты могут не совпадать из-за округления.
2. В отчете за 2008 г. данные по месторождению Кондыбай приводились вместе с данными по месторождению Уаз, а в настоящем отчете – отдельно.

ТАБЛИЦА 5

## ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕДОБЫЧИ И ЗАТРАТ

	Доказанные			Доказанные плюс вероятные		
	Добыча нефти, т/сутки	Кап. затраты, млн.\$	Экспл. расходы, млн.\$	Добыча нефти, т/сутки	Кап. затраты, млн.\$	Экспл. расходы, млн.\$
2010	25 068	519	766	25 157	520	766
2011	24 756	556	679	25 061	556	679
2012	24 442	552	677	24 852	554	677
2013	24 222	499	677	24 795	501	677
2014	24 071	499	674	24 718	499	674
2015	23 600	156	674	24 472	363	672
2016	22 031	132	674	24 173	339	670
2017	20 595	111	673	23 903	301	668
2018	18 248	54	631	23 656	96	666
2019	15 529	21	562	23 430	82	664
2020	13 328	4	499	23 222	69	663
2021	4 861	0	182	22 661	59	659
2022	0	0	0	21 512	50	653
2023	0	0	0	20 458	43	648
2024	0	0	0	19 488	36	643
2025	0	0	0	18 593	31	638
2026	0	0	0	17 764	26	633
2027	0	0	0	16 996	22	629
2028	0	0	0	16 281	19	626
2029	0	0	0	15 616	16	622
2030	0	0	0	14 995	14	619
2031	0	0	0	14 415	12	616
2032	0	0	0	13 872	10	613
2033	0	0	0	13 156	8	580
2034	0	0	0	12 684	7	578
2035	0	0	0	12 241	6	575
2036	0	0	0	11 825	5	573
2037	0	0	0	11 432	4	571
2038	0	0	0	11 058	4	569
2039	0	0	0	10 699	3	567
2040	0	0	0	10 363	3	566
2041	0	0	0	10 047	2	564
2042	0	0	0	9 750	2	562
2043	0	0	0	9 472	2	561
2044	0	0	0	9 208	1	560
2045	0	0	0	8 958	1	558
2046	0	0	0	8 720	1	557
2047	0	0	0	6 347	1	387
2048	0	0	0	6 181	0	387
<b>Total</b>	<b>87 874</b>	<b>3 103</b>	<b>7 367</b>	<b>234 415</b>	<b>4 269</b>	<b>23 786</b>

## Примечания:

1. Доказанные запасы ограничены сроком действия Договора.
2. Итоговые цифры могут не совпадать из-за округления.
3. Объемы добычи приводятся в тыс. т, а капитальные затраты и эксплуатационные расходы – в млн. долларов США

## **ОБСУЖДЕНИЕ**

Большинство месторождений ОМГ и ЭМГ находятся на зрелой стадии разработки, и запасы категорий «доказанные» и «доказанные + вероятные» можно подсчитать на основе данных о добыче прошлых лет с достаточной степенью уверенности. Так же как и в предыдущих подсчетах, компания GCA в целом основывала свою оценку запасов на анализе доли нефти в общей добыче месторождений, а также на данных по снижению уровня добычи как месторождений в целом, так и отдельных скважин. Компания GCA также включила в свою оценку запасов и уровней добычи данные по работе новых скважин и ГТМ. Для целей будущего бюджета и бизнес-плана была учтена и программа бурения и ГТМ. Подсчитанные запасы сверяются с геологическими запасами нефти в тех случаях, когда такие данные имеются, чтобы убедиться, что коэффициент суммарной нефтеотдачи является обоснованным и находится в приемлемых пределах.

Оставшаяся нефть (доказанные запасы) извлекается в течение срока действия лицензии. Для варианта «доказанные + вероятные запасы» добыча рассчитывалась до 2048 г., подразумевая, что договоры будут продлены. В Таблице 5 приводится прогноз по добыче для запасов категории «доказанные» и «доказанные + вероятные» совокупно по месторождениям ОМГ и ЭМГ. И для запасов категории «доказанные», и для запасов категории «доказанные + вероятные» определяется предел рентабельной эксплуатации.

### **Будущие программы бурения**

РД КМГ предложило программу бурения на 2010-2014 г.г., которая приводится для ОМГ и ЭМГ ниже.

	2010	2011	2012	2013	2014
ЭМГ	41	37	38	37	39
ОМГ	158	180	180	180	180

Кроме того, предусмотрено бурение 7 дополнительных скважин на месторождении Уз, что по сообщению РД КМГ соответствует числу оценочных скважин до утверждения плана разработки.

Что касается ОМГ, такая программа бурения мало отличается от программы предыдущего года, за исключением увеличенного плана на 2010 г. Для ЭМГ, напротив, такая программа представляет собой сокращение прошлогоднего плана. Такое сокращение оказывает влияние на объемы запасов некоторых месторождений.

### **Обсуждение отдельных месторождений**

Дополнительные данные в форме протоколов, результатов бурения и карт коллекторов были представлены АО РД КМГ по следующим месторождениям:

- Нуржанов;
- Молдабек Восточный;
- Забурунье;
- Жоламанов;
- Акингень;
- Уз.

Для месторождений Жоламанов, Забурунье и Акингень объем запасов категории «доказанные + вероятные» по оценке компании GCA выше, чем объем извлекаемых запасов категории В+С1, указанный в новых протоколах. По мнению компании GCA такие объемы извлекаемых запасов вполне возможны, судя по показателям добычи.

Что касается месторождения Молдабек Восточный, план разработки не пересматривался для улучшения показателей добычи из этого коллектора тяжелой нефти, и в настоящее время нет оснований для значительных изменений объемов запасов на основе показателей добычи.

## **Нуржанов**

Оценка компании GCA 2008 г. основывалась на изучении коллекторов, выполненном ТОО НИИ «Каспимунайгаз», в соответствии с которым продуктивным интервалам триасовых коллекторов Т-IV и Т-V соответствуют значительные запасы категорий В+С1. Компания GCA в целом согласилась с оценкой геологических запасов юрского и триасового горизонтов, но сочла, что КИН из триасового горизонта ниже – 15%. Это было вызвано неуверенностью в сообщаемости и выдержанности коллектора в триасовом горизонте, а также смешанными показателями добычи из скважин, пробуренных на триасовый горизонт.

В рамках обновления отчета по оценке запасов компания GCA получила данные по недавно пробуренным на триасовый горизонт скважинам 503, 504, 505 и 506 вместе с протоколом по запасам и обновленными данными по добыче и показателям работы скважин. Программа бурения на месторождении Нуржанов на период действия бизнес-плана представляет собой сокращение объемов бурения по сравнению с бизнес-планом прошлого года.

Протокол запасов представляет собой более консервативную оценку объемов извлекаемой нефти по сравнению с исследованием 2008 г. ТОО НИИ «Каспимунайгаз», особенно для триасового горизонта. С учетом показателей работы скважин, пробуренных на триасовый горизонт, программы бурения на будущий период разработки и других данных, полученных компанией GCA к настоящему времени, компания GCA считает, что данные, содержащиеся в протоколе по запасам, являются обоснованными. Компания GCA повысила свой КИН для триасовых коллекторов, но с учетом сокращения оценки геологических запасов, значительных изменений в объемах запасов не произошло.

## **Уаз**

Подсчетные параметры кажутся обоснованными, но показатели работы скважин и план разработки не выглядят адекватными для извлечения подсчитанных объемов запасов категории В+С1. Компания GCA приняла дополнительные 7 скважин на период действия бизнес-плана для запасов категорий 2Р и 3Р (по определениям СУУР), но сделала допуск на бурение дополнительных скважин для запасов категории 3Р. Такое количество скважин достаточно для поддержания уровня добычи, но в соответствии с данными о падении уровня добычи нет никаких оснований считать, что в течение срока действия проекта возможно будет извлечь принятый на баланс объем запасов категорий В+С1. Обводненность продукции составляет около 44%, и любая основанная на показателях добычи оценка даст более низкое извлечение, нежели извлечение, основанное на подсчетных параметрах.

На основании таких данных компании GCA пришлось снизить свою оценку запасов месторождения Уз. Месторождение все еще находится в стадии пробной эксплуатации, и по мере увеличения количества данных по показателям добычи и при наличии плана разработки возможно появятся основания для полного или частичного восстановления оценки объемов запасов категории В+С1 в будущем.

### **Определение предела рентабельной эксплуатации**

Средневзвешенная скидка с цены на нефть марки Brent размером в \$10,51/барр. для экспортируемой сырой нефти получена на основании маркетинговых данных и планов бюджетов, предоставленных РД КМГ. Эта скидка образована разницей в качестве и затратами на транспортировку. Цена на внутреннем рынке основывается на информации о разнице в ценах, предоставленной РД КМГ, и равняется в среднем \$38,80/барр по сравнению с ценой марки Brent.

Для целей определения предела рентабельности использовался следующий сценарий цен на нефть марки Brent:

2010 г.	\$ 81,94/барр.
2011 г.	\$ 85,81/барр.
2012 г.	\$ 87,83/барр.
2013 г.	\$ 87,10/барр.
2014 г.	\$ 86,59/барр.
2015 г.	\$ 88,33/барр.

Начиная с 2015 г. – увеличение на 2,0% в год.

Капитальные затраты и эксплуатационные расходы базируются на бюджете на 2010 г. и бизнес-плане на 2011-2014 г.г. Для целей определения предела рентабельной эксплуатации компания GCA включила только затраты, связанные с добычей. Налоги, роялти, амортизация или затраты на транспортировку рассчитываются в модели движения денежных потоков компании GCA отдельно и поэтому не включены в эксплуатационные расходы. Эти затраты учитывают годовую инфляцию в 2%, на которой основана модель компании GCA.

Затраты, указанные в бюджете и бизнес-плане, приводятся в долларах США по курсу 150 тенге/доллар.

В Таблице 5 представлен долгосрочный прогноз добычи и затрат для запасов категории «доказанные» и «доказанные + вероятные».

Предел рентабельной эксплуатации определялся отдельно по каждому из семи ранее существовавших НГДУ исходя из того, что эксплуатационные расходы и период рентабельной разработки в основном зависят от общего обустройства месторождений. Основное предположение состоит в том, что добыча на всех месторождениях НГДУ прекратится в одно и то же время.

В таблице ниже показаны пределы рентабельной эксплуатации для ОМГ и шести ранее существовавших НГДУ ЭМГ:

	Доказанные	Доказанные + вероятные
ОзеньМунайГаз	2021	2048
ЖайкМунайГаз	2018	2046
ЖильойМунайГаз		
ПрорваМунайГаз	2020	2046
КульсарыМунайГаз	2020	2032
КайнарМунайГаз	2021	2046
ДоссорМунайГаз	2018	2046
МакатМунайГаз	2018	2046

**Примечание:** в ЖильойМунайГаз входят ПрорваМунайГаз и КульсарыМунайГаз; в ДоссорМунайГаз входит МакатМунайГаз.

Что касается запасов категории «доказанные + вероятные + возможные», предел рентабельной эксплуатации для всех НГДУ наступает в 2048 г.

Объемы запасов, представленные в Таблицах 1-3, основываются на таких пределах рентабельной эксплуатации.

### **ОСНОВА ДЛЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ**

Настоящая оценка была выполнена в контексте представлений компании GCA о влиянии законодательства, регулирующего нефтегазовую отрасль, налогообложения и иных требований, применимых к таким активам. Тем не менее, компания GCA не имеет возможности подтвердить право собственности, участие в финансировании капиталовложений или наличие обременений по каким бы то ни было из оцениваемых активов.

Следует понимать, что любое определение объемов запасов, особенно в нефтегазовой сфере, может подвергаться значительным изменениям за короткие промежутки времени по мере поступления новой информации и смены представлений.

С уважением,  
**GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES**

Джефф Калл,  
Региональный исполнительный директор

**Приложение I**

**Общество инженеров-нефтяников, Международный нефтяной совет, Американская ассоциация геологов-нефтяников и Общество инженеров по оценке запасов нефти и газа  
Система управления нефтегазовыми ресурсами  
Определения и нормативы  
Март 2007**

**Общество инженеров-нефтяников, Международный нефтяной совет, Американская ассоциация геологов-нефтяников и Общество инженеров по оценке запасов нефти и газа**

**Система управления нефтегазовыми ресурсами**

**Определения и нормативы <sup>(1)</sup>**

**Март 2007**

**Введение**

Запасами нефти и газа является расчетные количества углеводородов, которые в результате естественных процессов возникают и находятся на поверхности или внутри земной коры. Подсчет ресурсов заключается в определении полного расчетного количества открытых и неразведанных запасов углеводородов, причем оценка ресурсов касается потенциально извлекаемых запасов, которые могут подлежать коммерческой разработке. Система управления нефтегазовыми ресурсами предлагает согласованный метод подсчета углеводородных запасов, оценки проектов разработки месторождений и обобщения результатов в виде комплексной классификации.

Начало международным инициативам по стандартизации методов определения и подсчета запасов нефти и газа было положено в 1930гг. Ранние нормативы уделяли особое внимание доказанным запасам. Учитывая работу, проделанную Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИОЗНГ), в 1987г. ОИН опубликовало определения для всех категорий запасов. В том же году Мировой совет нефти (МСН, в то время носивший название Мирового конгресса нефти) в результате своего собственного исследования опубликовал фактически аналогичные определения запасов. В 1997г. эти две организации совместно обнародовали единый список определений запасов для международного использования. В 2000г. Американская ассоциация геологов-нефтяников (ААГН), ОИН и МНС совместно разработали систему классификации всех нефтегазовых ресурсов, после чего были опубликованы следующие вспомогательные документы: дополнительные рекомендации по практическому применению (2001) и глоссарий терминов, использованных в документе «Определения ресурсов» (2005). ОИН также обнародовало стандарты для подсчета и аудита информации о запасах (последняя редакция 2007г.)

Сегодня данные определения и соответствующая система классификации повсеместно используются в международной практике нефтегазовой индустрии в качестве критерия сопоставимости и с целью снижения доли субъективности во время оценки запасов. В то же время, технологии, используемые в области разведки, разработки, добычи и переработки углеводородного сырья постоянно развиваются и совершенствуются. Комитет по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников (ОИН) тесно сотрудничает с другими организациями с целью проведения регулярного пересмотра определений и ключевых вопросов в соответствии с усовершенствованием технологий и изменениями конъюнктуры.

Документ ОИН СУНР обобщает, развивает и замещает нормативы, которые содержатся в «Определениях нефтегазовых запасов» 1997г., «Классификации и определениях нефтегазовых запасов» 2000г., а также «Нормативах для оценки нефтегазовых запасов и ресурсов» 2001г., причем последний документ продолжает являться ценным источником подробной информации по вопросу.

Данные определения и нормативы призваны служить единым стандартом для международной нефтегазовой индустрии, включая государственные органы финансовой и правовой отчетности, а также содействовать выполнению требований в области управления нефтегазовыми проектами и активами. Кроме того, целью их использования является достижение большей прозрачности в сфере международного общения по вопросам нефтегазовых ресурсов. Ожидается, что документ ОИН СУНР будет внедряться параллельно с развитием специализированных образовательных программ и рекомендаций по практическому применению в самых различных технических и коммерческих областях.

Данные определения и нормативы предоставляют пользователям и учреждениям возможность гибкого применения в соответствии с их потребностями. Однако все изменения нормативов, содержащихся в данном документе, подлежат четкому определению. Определения и нормативы, содержащиеся в данном документе, не могут быть истолкованы как изменяющие значение или применение каких-либо существующих требований отчетности.

С полным текстом документа «Определения и нормативы ОИН СУНР» можно ознакомиться в Интернете: [www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf)

<sup>1</sup> Данные «Определения и нормативы» являются частью документа «Система управления нефтегазовыми ресурсами» («ОИН СУНР») Общества инженеров-нефтяников, Международного нефтяного совета, Американской ассоциации геологов-нефтяников и Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИН, МНС, ААГН, ОИОЗНГ), утвержденного в марте 2007г.

## **ЗАПАСЫ**

***Запасами являются те количества углеводородов, которые являются потенциально извлекаемыми с коммерческой целью и путем применения проектов разработки определенных масс углеводородов в течение определенного периода времени и в соответствии с определенными условиями.***

Запасы должны отвечать следующим четырем критериям: они должны быть разведанными, извлекаемыми, коммерческими и основываться на проекте/проектах их разработки. Далее запасы подразделяются в соответствии с уровнем определенности касательно их оценки и могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени зрелости проекта и/или в соответствии со степенью их разработки и добычи. Для зачисления в класс запасов проект должен быть достаточно определенным, включая его рентабельность. Должны существовать достаточная уверенность в том, что все необходимые внутренние и внешние разрешения будут получены, а также подтверждение твердого намерения приступить к разработке в приемлемые сроки. Приемлемые сроки для начала стадии разработки зависят от конкретных обстоятельств и отличаются в зависимости от масштаба проекта. Хотя пятилетний период является рекомендуемым показателем, более длительный срок может быть приемлемым в случае, если, например, разработка проектов была отложена производителем, наряду с другими причинами, в связи с конъюнктурой рынка или с целью выполнения иных контрактных или стратегических обязательств. Во всех случаях обоснования перевода в класс запасов должны быть подтверждены документально. Для включения в класс запасов должна существовать твердая уверенность в коммерческой производительности месторождения, подтвержденной практическими испытаниями пласта. В некоторых случаях запасы могут быть определены на основе показаний буровых журналов и/или анализа керна, которые подтверждают, что месторождение содержит углеводороды или является аналогом месторождений в данной местности, которые либо находятся на стадии добычи, либо могут стать производительными, что подтверждено результатами испытаний пласта.

### **В эксплуатации**

***Проект разработки находится в эксплуатации, т.е. производит и поставляет на рынок нефтепродукты.***

Основным критерием в данном случае является факт получения проектом прибыли от продаж в отличие от согласованного проекта разработки, который подлежит завершению. На этом этапе «вероятность рентабельности» проекта разработки считается равной 100%. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о начале коммерческой добычи в рамках проекта.

### **Утвержденные для разработки**

***Разведанные массы углеводородов являются объектом работ в рамках проекта с целью обоснования начала коммерческой разработки в ближайшее время.***

На этом этапе должна существовать уверенность в том, что разработка проекта состоится. Данный проект не должен зависеть от каких-либо непредвиденных обстоятельств, например, недостающих разрешений контролирующих органов или договоров о купле-продаже. Запланированные капитальные затраты должны быть включены в согласованный бюджет отчитывающегося предприятия на текущий или следующий год. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о начале инвестиций в строительство производственных мощностей и/или бурение эксплуатационных скважин.

### **Имеющие обоснование для разработки**

***Реализация проекта разработки является обоснованной вследствие приемлемых предполагаемых коммерческих условий на момент отчетности, а также достаточной уверенности в том, что все необходимые разрешения/контракты будут получены/заключены.***

Для того чтобы перейти на данный уровень зрелости проекта и соответствующих запасов, проект разработки должен быть признан рентабельным на момент отчетности, исходя из прогнозов отчитывающегося предприятия в отношении цен, затрат и т.д., а также конкретных обстоятельств данного проекта. Наличие твердого намерения приступить к разработке в приемлемые сроки является достаточным подтверждением рентабельности. Кроме того, в дополнение подтверждения рентабельности необходимо предоставить в достаточной мере подробный план разработки, а также продемонстрировать достаточную уверенность в том, что все разрешения контролирующих органов и договоры о купле-продаже, которые необходимо получить и заключить до начала реализации проекта,

будут получены и заключены. Помимо таковых разрешений/договоров не должно существовать никаких иных непредвиденных обстоятельств, которые могли бы воспрепятствовать реализации проекта разработки в приемлемые сроки (см. «Класс запасов»). Так называемым переломным решением на данном этапе является решение отчитывающегося предприятия и его партнеров, если таковые существуют, о том, что проект находится на уровне достаточной технической и коммерческой зрелости, обосновывающем начало разработки.

### **Доказанные запасы**

Доказанными запасами являются количества нефти и газа, которые, вследствие геофизических и технических исследований, с достаточной уверенностью считаются коммерчески извлекаемыми в течение определенного периода времени из определенных месторождений и в соответствии с определенными экономическими условиями, производственными методами и нормативными требованиями.

В соответствии с детерминистическими понятиями, термин «достаточная уверенность» используется для обозначения значительной степени убежденности в том, что данные количества будут извлечены. В соответствии с понятиями теории вероятности, должна существовать по крайней мере 90% вероятность того, что извлеченные количества будут равны или превзойдут предварительные расчеты. Территория месторождения, относящаяся к доказанным запасам, включает в себя:

- (1) территорию, ограниченную процессами бурения и определенной контурами залежей, если таковые имеются, а также
- (2) прилегающие не затронутые бурением участки месторождения, которые могут обоснованно считаться, вследствие геофизических и технических исследований, непрерывным продолжением данного месторождения, а также коммерчески производительными участками.

В случае отсутствия контуров залежей доказанные запасы месторождения будут определяться нижней границей нефтеносности в соответствии с глубиной забоя скважины, за исключением случаев, когда в наличии имеются иные исчерпывающие геофизические, технические или эксплуатационные данные. Таковой исчерпывающей информацией являются результаты анализа перепада давления и сейсмические показатели. Данные сейсморазведки в своей обособленности могут оказаться недостаточными для определения контуров залежей доказанных запасов (см. «Дополнительные рекомендации» 2001г., Раздел 8). Запасы на неразведанных территориях могут классифицироваться как доказанные в случае, если данные территории находятся в пределах неразбуренных участков месторождения, которое с обоснованной уверенностью может считаться производительным с коммерческой точки зрения. Имеющиеся геофизические и технические данные достаточно обоснованно указывают на то, что искомый пласт является непрерывным ответвлением разбуренных участков доказанных запасов. Касательно доказанных запасов, коэффициент извлечения нефти, применимый в отношении данных месторождений, должен определяться на основе анализа различных сценариев и моделей, а также качественной технической оценки характеристик участка доказанных запасов и внедряемой программы разработки.

### **Предполагаемые запасы**

Предполагаемыми запасами являются дополнительные запасы, извлечение которых, вследствие геофизических и технических исследований, считается менее вероятным по сравнению с доказанными запасами, но более вероятным по сравнению с вероятными запасами.

Существует вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся более или менее значительными, чем сумма расчетных доказанных и предполагаемых запасов. При использовании методов в соответствии с теорией вероятности, должна существовать по крайней мере 50% вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся равными или превышающими сумму расчетных доказанных и предполагаемых запасов. Предполагаемые запасы могут быть определены в пределах тех участков месторождения, которые прилегают к участкам доказанных запасов, но где контроль за данными или интерпретация существующих данных являются менее определенными. Имеется вероятность того, что интерпретированная целостность пласта не удовлетворит критерию достаточной определенности. Расчетные предполагаемые запасы также включают в себя постепенно нарастающие объемы добычи, связанные с коэффициентом извлечения нефти, превышающим показатели, запланированные, исходя из доказанных запасов.

## **Вероятные запасы**

Вероятными запасами являются дополнительные запасы, извлечение которых, вследствие геофизических и технических исследований, считается менее вероятным по сравнению с предполагаемыми запасами.

Существует малая вероятность того, что фактические извлекаемые количества превзойдут сумму доказанных, предполагаемых и вероятных запасов, которая представляет собой схему, основанную на завышенных расчетах. При использовании методов в соответствии с теорией вероятности должна существовать по крайней мере 10% вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся равными или превышающими сумму расчетных доказанных, предполагаемых и вероятных запасов. Вероятные запасы могут быть определены в пределах тех участков месторождения, которые прилегают к участкам предполагаемых запасов, но где контроль за данными и интерпретация существующих данных являются поступательно менее определенными. Зачастую это может происходить там, где имеющиеся геофизические и технические данные не позволяют четко определить участок и вертикальные контуры нефтегазоносности коммерческой добычи на месторождении в пределах конкретного проекта. Расчетные вероятные запасы также включают в себя постепенно нарастающие объемы добычи, связанные с коэффициентом извлечения нефти, превышающим показатели, запланированные, исходя из предполагаемых запасов.

## **Предполагаемые и вероятные запасы**

*(Смотри примечания выше касательно отдельных критериев для предполагаемых запасов и вероятных запасов).*

Расчеты суммарных доказанных и предполагаемых запасов, а также доказанных, предполагаемых и вероятных запасов могут быть результатом допустимых альтернативных технических и коммерческих интерпретаций параметров месторождения и/или соответствующего проекта разработки, которые являются четко зафиксированными документально, включая сравнительный анализ с успешно реализованными сопоставимыми проектами. В условиях обычных залежей углеводородов предполагаемые и/или вероятные запасы могут быть определены там, где имеющиеся геофизические и технические данные указывают на наличие непосредственно прилегающих участков месторождения в пределах одной и той же залежи, которые отделены от участков доказанных запасов из-за небольшого разрывного залегания породы или иного геологического разрыва. Такие участки не подвергались бурению, но их интерпретация позволяет полагать, что они сообщаются с (доказанными) запасами определенного месторождения. Предполагаемые или вероятные запасы могут быть определены на тех участках, которые структурно расположены выше участков доказанных запасов. Вероятные, а в некоторых случаях и предполагаемые, запасы могут быть определены на тех участках, которые структурно расположены ниже прилегающих участков доказанных запасов или суммарных доказанных и предполагаемых запасов. Следует проявлять осмотрительность при определении запасов в пределах прилегающих месторождений, отделенных посредством крупных разломов (потенциальных закупорок), до того как это месторождение разбурено и отнесено к категории коммерчески рентабельных. Обоснования определения запасов в таких случаях должны быть четко зафиксированы документально. Запасы не могут быть определены на участках, которые отчетливо отделены от установленной залежи непроницающим пластом, т.е. отсутствием пласта; пластом, структурно расположенным ниже; пластом с отрицательными результатами испытаний. Подобные участки могут содержать перспективные ресурсы. В условиях обычных залежей углеводородов, где в результате бурения было установлено повышение верхней границы нефтеносности и существует вероятность наличия шапки попутного газа, доказанные запасы нефти могут быть определены только на тех участках месторождения, которые структурно расположены выше, и если существует достаточная уверенность, основанная на документально зафиксированных результатах технических исследований, в том, что данные участки с самого начала находятся выше давления насыщения. Запасы на участках месторождения, которые не удовлетворяют данному критерию, могут быть определены в качестве предполагаемых и вероятных запасов нефти и/или газа в зависимости от характеристик пластовой жидкости и интерпретации перепадов давления.

## **Подготовленные разведанные запасы**

Подготовленными и разведанными запасами являются количества углеводородов, которые предполагается извлечь из существующих скважин и посредством существующих производственных мощностей.

Запасы считаются подготовленными и разведанными только после установки необходимого оборудования или в том случае, когда затраты на подобную установку являются относительно небольшими по сравнению со стоимостью скважины. В случае если предусмотренное оборудование становится недоступным, может возникнуть необходимость перевода данных запасов из категории подготовленных и разведанных в категорию неосвоенных. Кроме того, подготовленные разведанные запасы могут быть переведены в категорию запасов, находящихся в эксплуатации, или непроницающих запасов.

## **Разведанные разрабатываемые запасы**

Разведанные разрабатываемые запасы предполагается извлечь из интервалов заканчивания, открытых и находящихся в эксплуатации в расчетные сроки.

Запасы, зависящие от усовершенствования добычи, считаются разрабатываемыми только после введения в эксплуатацию проекта по усовершенствованию добычи.

## **Разведанные неразрабатываемые запасы**

Разведанные неразрабатываемые запасы включают в себя запасы закрытых/остановленных скважин, а также разбуренные, но не извлеченные запасы.

Предполагается, что запасы закрытых скважин подлежат извлечению из:

- (1) интервалов заканчивания, являющимися открытыми в расчетные сроки, но еще не находящимися в эксплуатации,
- (2) скважин, которые были закрыты/остановлены в связи с конъюнктурой рынка или по причине трубопроводных соединений, или
- (3) скважин, которые не могут быть введены в эксплуатацию по механическим причинам.

Предполагается, что разбуренные, но не извлеченные запасы подлежат извлечению из тех участков существующих скважин, для которых потребуется дополнительное бурение и заканчивание скважины или повторное освоение скважины до ввода в эксплуатацию. Во всех этих случаях при первичном или повторном вводе в эксплуатацию с целью добычи затраты будут относительно небольшими в сравнении со стоимостью бурения новой скважины.

## **Неосвоенные запасы**

Неосвоенными запасами являются те количества, которые предполагается извлечь в будущем посредством новых инвестиций:

- (1) из новых скважин на неразбуренных участках в пределах установленной площади нефтегазоносности,
- (2) посредством углубления существующих скважин в иной, но установленный пласт месторождения,
- (3) из уплотнительных скважин, которые повышают уровень добычи, или
- (4) там, где требуются относительно высокие затраты (в сравнении со стоимостью бурения новой скважины) с целью:
  - (a) повторного освоения существующей скважины или
  - (b) установки оборудования для добычи или транспортировки в рамках проектов добычи или усовершенствования добычи.

## **УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ**

***Количества углеводородов, которые, согласно полученной информации, считаются потенциально извлекаемыми из установленных месторождений посредством применения проектов разработки, но которые на сегодняшний день не считаются пригодными для коммерческой добычи вследствие каких-либо обстоятельств.***

Условные ресурсы могут включать в себя, например, проекты, для которых пока не найдены конкурентные рынки сбыта; где коммерческая добыча зависит от технологий в стадии разработки; где оценка месторождения не является достаточной для четкого определения рентабельности. Условные ресурсы могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени уверенности в расчетах, а также в зависимости от уровня зрелости проекта и/или в соответствии с его экономическим положением.

## **Стадия, предшествующая разработке**

Разведанное месторождение, на котором ведутся работы по проекту с целью обоснования коммерческой разработки в ближайшее время.

Считается, что такой проект обладает умеренным потенциалом для возможной коммерческой разработки, в соответствии с чем ведутся работы по сбору данных, включая результаты бурения, сейсморазведки и др., и/или оценки с целью подтверждения того, что проект является коммерчески рентабельным, и обоснования выбора соответствующего плана разработки. Критические обстоятельства и препятствия на пути реализации проекта были определены и ожидается, что они будут устранены в приемлемые сроки. Следует отметить, что вследствие не соответствующих ожиданиям результатов оценки может возникнуть необходимость перевода данного проекта в категорию «приостановленных» или «нерентабельных». Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о продолжении работ по сбору данных и/или исследований с целью перевода проекта на такой уровень технической и коммерческой зрелости, который может предшествовать принятию решения о начале работ по разработке и добыче.

## **Разработка не определена или приостановлена**

Разведанное месторождение, на котором работы по проекту приостановлены и/или ожидается значительная задержка в вынесении решения об обосновании коммерческой разработки.

Считается, что такой проект обладает потенциалом для возможной коммерческой разработки, однако дальнейшие работы по оценке приостановлены до устранения значительных внешних препятствий на пути реализации проекта. Иной причиной такой приостановки может являться необходимость проведения значительных дальнейших работ по оценке с целью уточнения потенциала для возможной коммерческой разработки. При таких обстоятельствах возможна значительная задержка перехода на стадию разработки. Следует отметить, что при изменении обстоятельств (например, если более не существует достаточной уверенности в том, что критическое препятствие может быть устранено в приемлемые сроки), может возникнуть необходимость перевода данного проекта в категорию «нерентабельных». Так называемым переломным решением на данном этапе является решение либо о продолжении работ по дополнительной оценке с целью уточнения потенциала для возможной коммерческой разработки, либо о приостановке дальнейших действий до устранения внешних препятствий.

## **Разработка не является рентабельной**

Разведанное месторождение, где в данный момент не предвидится проведение работ по разработке или сбору дополнительных данных в связи с ограниченным производительным потенциалом.

Считается, что таковой проект не обладает потенциалом для возможной коммерческой разработки на момент отчетности, однако теоретически извлекаемые количества зафиксированы документально с целью определения потенциальных возможностей в случае значительного усовершенствования технологий или крупных изменений конъюнктуры рынка. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о прекращении дальнейших работ по сбору данных или исследований по проекту.

## **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ**

***Количества углеводородов, которые, согласно полученной информации, считаются потенциально извлекаемыми из неразведанных месторождений.***

Оценка потенциальных месторождений проводится в соответствии с вероятностью открытия, а также, в случае открытия, вероятности того, что расчетные количества будут извлекаемыми в соответствии с согласованным планом разработки. Во внимание принимается тот факт, что данные планы разработки будут значительно менее подробными, а также будут в большей мере зависеть от сравнительного анализа с аналогами на ранних стадиях разведки.

### **Разведваемый участок – Категория 1 (Prospect)**

Проект в пределах потенциальной углеводородной залежи, достаточно определенной для того, чтобы являться объектом практически осуществимого бурения.

Целью работ по проекту является оценка вероятности открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с программой коммерческой разработки.

### **Разведваемый участок – Категория 2 (Lead)**

Проект в пределах потенциальной углеводородной залежи, в данное время недостаточно определенной. Необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных для того, чтобы данный разведваемый участок был переведен из категории 2 (Lead) в категорию 1 (Prospect).

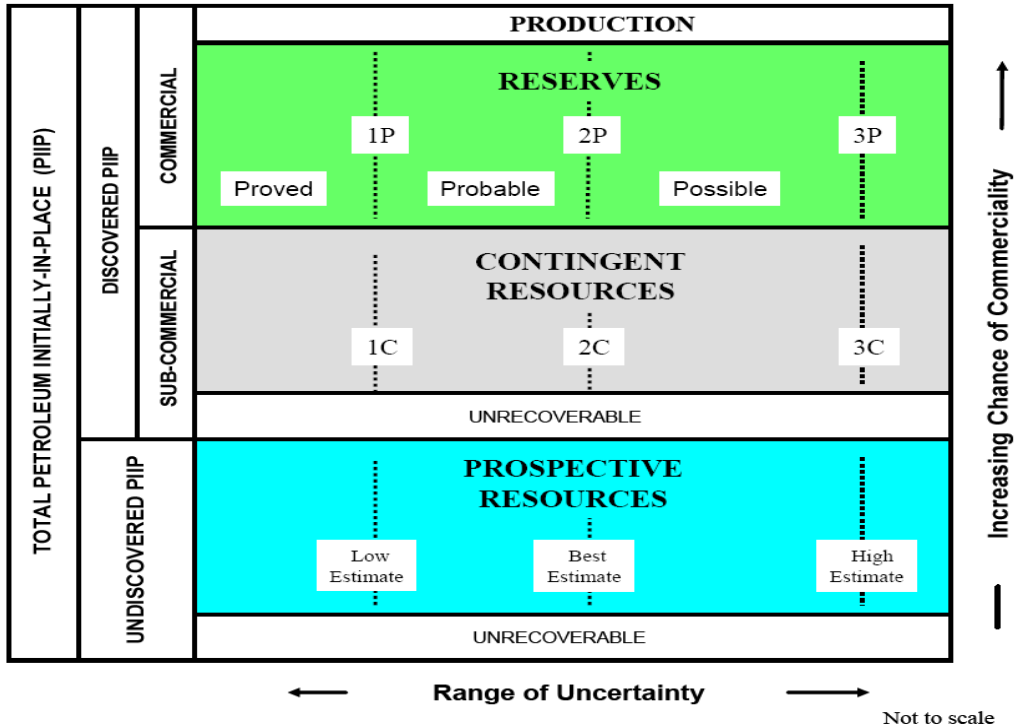
Целью работ по проекту является сбор дополнительных данных и/или проведение дальнейшей оценки для принятия решения о том, может ли данный разведваемый участок перейти из категории 2 (Lead) в категорию 1 (Prospect). Данный процесс включает в себя оценку вероятности открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с практически осуществимыми сценариями разработки.

### **Разведваемый участок – Категория 3 (Play)**

Проект в пределах предполагаемого количества потенциальных разведываемых участков, для которых необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных и/или оценке с целью определения конкретных разведываемых участков категории 2 (Lead) или категории 1 (Prospect).

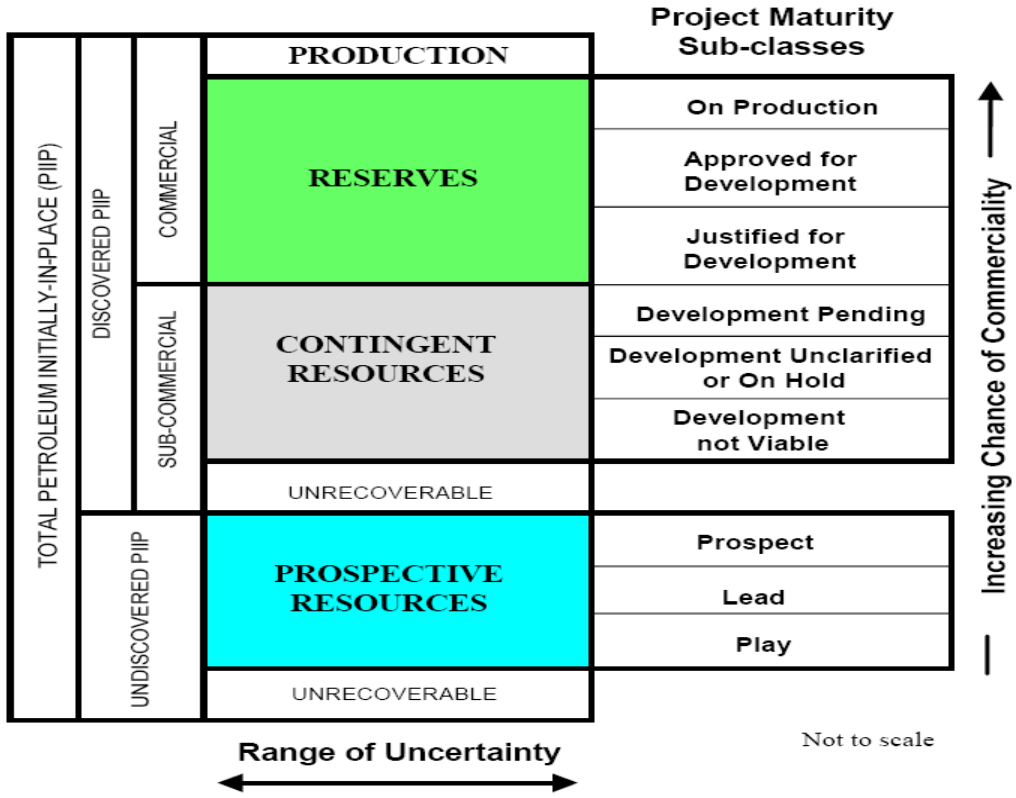
Целью работ по проекту является сбор дополнительных данных и/или проведение дальнейшей оценки для определения конкретных разведываемых участков категории 2 (Lead) или категории 1 (Prospect) для более подробного анализа вероятности их открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с гипотетическими сценариями разработки.

КЛАССИФИКАЦИЯ РЕСУРСОВ



English	Russian
TOTAL PETROLEUM INITIALLY IN PLACE (PIIP)	НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
DISCOVERED PIIP	РАЗВЕДАННЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
COMMERCIAL	КОММЕРЧЕСКИЕ
SUB-COMMERCIAL	НЕКОММЕРЧЕСКИЕ
UNDISCOVERED PIIP	НЕРАЗВЕДАННЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
PRODUCTION	ДОБЫЧА
RESERVES	ЗАПАСЫ
1P	Доказанные
2P	Доказанные + Предполагаемые
3P	Доказанные + Предполагаемые + Вероятные
Proved	Доказанные
Probable	Предполагаемые
Possible	Вероятные
CONTINGENT RESOURCES	УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ
1C	Стадия, предшествующая разработке
2C	Разработка не определена или приостановлена
3C	Разработка не является рентабельной
UNRECOVERABLE	НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ
PROSPECTIVE RESOURCES	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ
Low Estimate	Низкая оценка
Best Estimate	Наилучшая оценка
High Estimate	Высокая оценка
UNRECOVERABLE	НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ
Range of Uncertainty	Уровень неопределенности
Increasing Chance of Commerciality	Возрастающая вероятность коммерческой добычи
Not to scale	Без соблюдения масштаба

**ЗРЕЛОСТЬ ПРОЕКТА**



English	Russian
TOTAL PETROLEUM INITIALLY IN PLACE (PIIP)	НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
DISCOVERED PIIP	РАЗВЕДАННЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
COMMERCIAL	КОММЕРЧЕСКИЕ
SUB-COMMERCIAL	НЕКОММЕРЧЕСКИЕ
UNDISCOVERED PIIP	НЕРАЗВЕДАННЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
PRODUCTION	ДОБЫЧА
RESERVES	ЗАПАСЫ
CONTINGENT RESOURCES	УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ
UNRECOVERABLE	НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ
PROSPECTIVE RESOURCES	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ
UNRECOVERABLE	НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ
Range of Uncertainty	Уровень неопределенности
Project Maturity Sub-classes	Подкатегории степени зрелости проектов
On Production	В эксплуатации
Approved for Development	Утвержденные для разработки
Justified for Development	Имеющие обоснование для разработки
Development Pending	Стадия, предшествующая разработке
Development Unclarified or On Hold	Разработка не определена или приостановлена

<b>Development not Viable</b>	<b>Разработка не является рентабельной</b>
<b>Prospect</b>	<b>Разведваемый участок – Категория 1 (Prospect)</b>
<b>Lead</b>	<b>Разведваемый участок – Категория 2 (Lead)</b>
<b>Play</b>	<b>Разведваемый участок – Категория 3 (Play)</b>
<b>Increasing Chance of Commerciality</b>	<b>Возрастающая вероятность коммерческой добычи</b>
<b>Not to scale</b>	<b>Без соблюдения масштаба</b>

Данный перевод является неофициальным переводом с английского языка. В случае разногласий вариант на английском языке считается официальным.