

TG/EE025610/sf

30 января 2012 г.

Директорам,
АО «РД «КАЗМУНАЙГАЗ»,
Республика Казахстан,
Астана 010000,
Просп. Кабанбай Батыра, д.17

Уважаемые господа!

**ОЦЕНКА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ
ПОДРАЗДЕЛЕНИЯМ «ОЗЕНЬМУНАЙГАЗ» И «ЭМБАМУНАЙГАЗ» ПО СОСТОЯНИЮ
НА 31 ДЕКАБРЯ 2011 Г.**

ВВЕДЕНИЕ

Компания Gaffney, Cline & Associates (GCA), от имени АО «Разведка Добыча «КАЗМУНАЙГАЗ» (РД КМГ), обновила по состоянию на 31 декабря 2011 г. свой отчет по оценке на 31 декабря 2010 г. запасов месторождений нефти, разрабатываемых производственными филиалами «Эмбаунайгаз» (ЭМГ) и «Озенмунайгаз» (ОМГ). В настоящем письме представлены основные результаты и выводы. В письме не приводятся оценки неопределенно-рентабельных и перспективных ресурсов.

Компания GCA, также от имени РД КМГ, проводит аудит технической информации по недавним открытиям, оценочному бурению, поисковым участкам, на которые у АО имеются лицензии. Компания GCA еще не закончила проверку этой информации; позже в 2012 г. будет подготовлен полный технический отчет, в котором будут отражены оценки запасов, кратко изложенные в настоящем письме, а также неопределенно-рентабельных и перспективных ресурсов, которые можно будет оценить.

На обзорной карте на Рис.0.1 показано местоположение основных месторождений. Месторождения ОМГ и ЭМГ относятся к восьми различным нефтедобывающим предприятиям (НГДУ), и являются предметом шести различных контрактов. Месторождения ЭМГ сгруппированы в четыре НГДУ и показаны на Рис. 0.2. Месторождения Уз и Кондыбай расположены на участке Тайсойган, на который имеется лицензия на поисково-разведочные работы, и который при подготовке настоящего письма рассматривался как актив НГДУ ЭМГ «Кайнармунайгаз».

В 2011 компания GCA впервые отнесла запасы к месторождению Западное Новобогатинское, которое было приобретено РД КМГ в 2010 г. и сейчас находится в процессе опытно-промышленной эксплуатации до конца 2012 г. Месторождение разрабатывается в рамках отдельного контракта, но в целях данной оценки включено в состав «ЖаикМунайГаз».

Компания GCA провела встречи с руководством и техническими специалистами РД КМГ в Астане, Актау, в Казахстане и в офисе компании GCA в Великобритании. РД КМГ предоставила компании GCA обширные технические и коммерческие данные, относящиеся к работе месторождений, добыче, производительности скважин, результатам, полученным по новым скважинам и после КРС, а также проект Бюджета на 2012 г., проект Бизнес-плана на период с 2013 по 2016 гг., цены на транспортировку нефти и другие финансовые данные, относящиеся к условиям налогообложения в рамках лицензий и контрактов. Выполняя данную работу, компания GCA руководствовалась этой информацией и другими данными, предоставленными РД КМГ. Компания GCA понимает, что в проекты Бюджета и Бизнес-плана, полученные компанией GCA, были внесены незначительные изменения на 31 декабря 2011 г. и эти изменения не окажут существенного влияния на прогнозы или запасы, представленные в данном документе.

РИСУНОК 0.1

РАЙОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «РД КАЗМУНАЙГАЗ»



РИСУНОК 0.2

ЭМБАМУНАЙГАЗ. НГДУ, МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТРУБОПРОВОДЫ



| Условные обозначения | НГДУ |
|--------------------------|------------------|
| Нефтяное м-ние | ЖаикМунайГаз |
| Нефтепровод | ДоссорМунайГаз |
| Газопровод | МакадМунайГаз |
| Доставка в автоцистернах | КайнарМунайГаз |
| | КульсарыМунайГаз |
| | ПрорваМунайГаз |

} ДоссорМунайГаз
 } ЖильойМунайГаз

В настоящем отчете объемы добычи и запасы указаны в тоннах. Для сопоставления с предыдущими отчетами и с целью соответствия общепринятым отраслевым стандартам, также указан эквивалент запасов в баррелях, при этом перевод единиц измерения осуществлялся с использованием значения плотности нефти по каждому месторождению.

Список сокращений, которые полностью или частично могут быть использованы в настоящем отчете, приводится в Приложении I. Оценка запасов и ресурсов проводилась в соответствии с положениями и определениями системы управления

углеводородными ресурсами (PRMS), принятой в 2007 г. Обществом инженеров-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа, представленной здесь в Приложении II.

Компания GCA является независимой консалтинговой компанией, оказывающей услуги в области энергетики и специализирующейся на проведении оценки запасов и экономического анализа нефтегазовых месторождений. При подготовке данного отчета GCA придерживалась и продолжает придерживаться относительно АО «РД КМГ» четких отношений по типу «консультант - заказчик». Руководство и сотрудники компании GCA были и являются независимыми от АО «РД КМГ» в отношении оказываемых услуг, включая мнения и суждения, высказанные в настоящем отчете. Более того, руководство и сотрудники GCA не имеют доли в активах или уставном капитале АО «РД КМГ» или интереса в рекламировании данной компании.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЯ

Результаты оценки запасов РД КМГ, выполненной компанией GCA по категориям доказанные, доказанные плюс вероятные и доказанные плюс вероятные плюс возможные на 31 декабря 2011 г. приводятся в следующей таблице.

| | Доказанные, тыс.т | Доказанные плюс вероятные, тыс.т | Доказанные плюс вероятные плюс возможные, тыс.т |
|--|------------------------------|---|--|
| Всего запасов РД КМГ на 31 декабря 2011 г. | 76 294 | 225 816 | 266 809 |

В таблицах с 0.1 по 0.3 представлены запасы с разбивкой по месторождениям, с поправками по объемам добычи и запасов, внесенными после оценки на 31 декабря 2010 г. Эквивалентные объемы запасов в баррелях по всем месторождениям показаны в Таблице 0.4.

После 31 декабря 2010 г. объем доказанных запасов уменьшился на 5 363 тыс. т (корректировка в сторону увеличения на 2 534 тыс. т минус добытые в 2011 г. 7 897 тыс.т), а объем доказанных плюс вероятных запасов уменьшился на 6266 тыс. т (корректировка в сторону увеличения на 1 631 тыс. т за минусом добытых в 2011 г. 7 897 тыс. т).

В таблице 0.5 представлена оценка добычи нефти и предполагаемых затрат, соответствующая приведенным выше оценкам запасов категорий доказанные и доказанные плюс вероятные по ОМГ, а в Таблице 0.6 – по ЭМГ.

Корректировка в сторону увеличения до вычета добытых объемов является, в основном, результатом сочетания нескольких факторов: увеличения объемов, предусмотренных планом-графиком бурения по ОМГ и повышение производительности по некоторым месторождениям ЭМГ (Нуржанов, Новобогатинское Юго-Восточное, Северный Котырмас). Кроме того, был отодвинут предел рентабельной эксплуатации месторождений «КайнарМунайГаз» и «КульсарыМунайГаз» из-за снижения обязательств по поставкам на внутренний рынок по месторождениям ЭМГ.

**ТАБЛИЦА 0.1
ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.**

| НГДУ | Месторождение | Всего доказанных запасов на 31 декабря 2010 г., тыс.т | Добыча в 2011 г., тыс..т | Поправки, тыс.т | Всего доказанных запасов на 31 декабря 2011 г., тыс.т. | Доказанные не освоенные запасы на 31 декабря 2011 г., тыс.т |
|----------------------------|---------------------|---|--------------------------|-----------------|--|---|
| Озенмунайгаз | | | | | | |
| | Узень | 57 610 | 4 749 | 1 272 | 54 133 | 2 734 |
| | Карамандыбас | 3 531 | 332 | 218 | 3 417 | 715 |
| НГДУ Жаикмунайгаз | | | | | | |
| | ЮЗ Камышитовое | 1 588 | 231 | 56 | 1 413 | 86 |
| | Забурунье | 1 092 | 184 | 81 | 989 | 113 |
| | Жанаталап | 1 393 | 225 | 258 | 1 426 | 170 |
| | ЮВ Камышитовое | 910 | 123 | 0 | 787 | 55 |
| | Балгимбаев | 781 | 120 | 20 | 681 | 0 |
| | Гран | 401 | 68 | 0 | 333 | 12 |
| | ЮВ Новобогатинское | 58 | 10 | 61 | 109 | 61 |
| | Ровное | 33 | 6 | 0 | 27 | 0 |
| | Зап.Новобогатинское | 0 | 1 | 3 | 2 | 0 |
| НГДУ Жильоймунайгаз | | | | | | |
| | Нуржанов | 4 166 | 418 | 44 | 3 792 | 535 |
| | Зап. Прорва | 607 | 99 | 84 | 592 | 93 |
| | Досмухамбетовское | 591 | 78 | 50 | 563 | 65 |
| | Актюбе | 245 | 44 | 123 | 324 | 65 |
| | Терень-Узюк | 601 | 69 | 0 | 532 | 0 |
| | Акингенъ | 535 | 75 | 0 | 460 | 98 |
| | Кисимбай | 208 | 28 | 0 | 180 | 0 |
| | Кульсары | 27 | 4 | 0 | 23 | 0 |
| | Косшагыл | 32 | 4 | 0 | 28 | 0 |
| | Тюлюс | 21 | 3 | 0 | 18 | 0 |
| | Каратон | 51 | 7 | 2 | 46 | 0 |
| | Аккудук | 173 | 28 | 4 | 149 | 0 |
| НГДУ Кайнармунайгаз | | | | | | |
| | Молдабек Восточный | 2 996 | 380 | 57 | 2 673 | 45 |
| | Жоламанов | 457 | 45 | -94 | 318 | 80 |
| | Северный Котыртас | 252 | 32 | 107 | 327 | 110 |
| | Уаз | 325 | 24 | 0 | 301 | 155 |
| | Кондыбай | 25 | 3 | -3 | 19 | 0 |
| НГДУ Доссормунайгаз | | | | | | |
| | Ботакан | 1 054 | 164 | -7 | 883 | 0 |
| | Карсак | 310 | 40 | -5 | 265 | 21 |
| | Алтыкуль | 143 | 19 | 0 | 124 | 20 |
| | Байчунас | 37 | 5 | 0 | 32 | 0 |
| | Бек Бике | 30 | 2 | 0 | 28 | 17 |
| | Доссор | 2 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| | Искине | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | Комсомольское | 4 | 0 | -3 | 1 | 0 |
| | Кошкар | 23 | 4 | 0 | 19 | 0 |
| | Танатар | 24 | 3 | -8 | 13 | 0 |
| | Макат Вост. | 1 100 | 239 | 212 | 1,073 | 95 |
| | Макат | 5 | 1 | -1 | 3 | 0 |
| | Жолдыбай Сев. | 218 | 30 | 0 | 188 | 15 |
| ВСЕГО | | 81 657 | 7 897 | 2 534 | 76 294 | 5 360 |

ТАБЛИЦА 0.2

ДОКАЗАННЫЕ ПЛЮС ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ ПО СОСТОЯНИЮ
 НА 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.

| НГДУ | Месторождение | Запасы на 31 декабря 2010 г., тыс.т | Добыча в 2011 г., тыс.т | Поправки, тыс.т. | Запасы на 31 декабря 2011 г., тыс. т |
|----------------------------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------|------------------|--------------------------------------|
| Озенмунайгаз | | | | | |
| | Узень | 160 644 | 4 749 | 565 | 156 460 |
| | Карамандыбас | 9 739 | 332 | 251 | 9 658 |
| НГДУ Жаикмунайгаз | | | | | |
| | ЮЗ Камышитовое | 6 145 | 231 | 0 | 5 914 |
| | Забурунье | 3 401 | 184 | 0 | 3 217 |
| | Жанаталап | 4 852 | 225 | 105 | 4 732 |
| | ЮВ Камышитовое | 3 342 | 123 | 0 | 3 219 |
| | Балгимбаев | 2 798 | 120 | 0 | 2 678 |
| | Гран | 1 354 | 68 | 0 | 1 286 |
| | ЮВ Новобогатинское | 247 | 10 | 370 | 607 |
| | Ровное | 53 | 6 | 0 | 47 |
| | Зап.Новобогатинское | 0 | 1 | 11 | 10 |
| НГДУ Жилыоймунайгаз | | | | | |
| | Нуржанов | 13 528 | 418 | 257 | 13 367 |
| | Зап. Прорва | 1 145 | 99 | 71 | 1 117 |
| | Досмухамбетовское | 1 468 | 78 | 87 | 1 477 |
| | Актюбе | 529 | 44 | 0 | 485 |
| | Терень-Узюк | 1 913 | 69 | 141 | 1 985 |
| | Акингень | 949 | 75 | 4 | 878 |
| | Кисимбай | 430 | 28 | 13 | 415 |
| | Кульсары | 59 | 4 | 1 | 56 |
| | Косшагыл | 89 | 4 | 5 | 90 |
| | Тюлюс | 44 | 3 | 0 | 41 |
| | Каратон-Кошкимбет | 117 | 7 | 15 | 125 |
| | Аккудук | 290 | 28 | 2 | 264 |
| НГДУ Кайнармунайгаз | | | | | |
| | Молдабек Восточный | 6 953 | 380 | 0 | 6 573 |
| | Жоламанов | 1 114 | 45 | -33 | 1 036 |
| | Северный Котыртас | 499 | 32 | 304 | 771 |
| | Уаз | 832 | 24 | 7 | 815 |
| | Кондыбай | 49 | 3 | -10 | 36 |
| НГДУ Доссормунайгаз | | | | | |
| | Ботакан | 3 387 | 164 | -304 | 2 919 |
| | Карсак | 1 176 | 40 | 0 | 1 136 |
| | Алтыкуль | 440 | 19 | 0 | 421 |
| | Байчунас | 126 | 5 | 0 | 121 |
| | Бек Бике | 88 | 2 | 0 | 86 |
| | Доссор | 5 | 0 | 0 | 5 |
| | Искине | 2 | 0 | 0 | 2 |
| | Комсомольское | 8 | 0 | 0 | 8 |
| | Кошкар | 74 | 4 | 0 | 70 |
| | Танатар | 67 | 3 | 0 | 64 |
| | Макат Вост. | 3 500 | 239 | -171 | 3 090 |
| | Макат | 7 | 1 | 0 | 6 |
| | Жолдыбай Сев. | 617 | 30 | -58 | 529 |
| ВСЕГО | | 232 082 | 7 897 | 1 631 | 225 816 |

ТАБЛИЦА 0.3

ДОКАЗАННЫЕ ПЛЮС ВЕРОЯТНЫЕ ПЛЮС ВОЗМОЖНЫЕ ЗАПАСЫ
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.

| НГДУ | Месторождение | Запасы на 31 декабря 2010 г., тыс.т | Добыча в 2011 г., тыс.т | Поправки, тыс.т. | Запасы на 31 декабря 2011 г., тыс. т |
|----------------------------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------|------------------|--------------------------------------|
| Озенмунайгаз | | | | | |
| | Узень | 181 103 | 4 749 | 8 000 | 184 354 |
| | Карамандыбас | 11 193 | 332 | 454 | 11 315 |
| НГДУ Жаикмунайгаз | | | | | |
| | ЮЗ Камышитовое | 7 318 | 231 | 0 | 7 087 |
| | Забурунье | 4 070 | 184 | 0 | 3 886 |
| | Жанаталап | 5 733 | 225 | 0 | 5 508 |
| | ЮВ Камышитовое | 3 764 | 123 | 0 | 3 641 |
| | Балгимбаев | 3 061 | 120 | 0 | 2 941 |
| | Гран | 1 558 | 68 | 1 | 1 491 |
| | ЮВ Новобогатинское | 285 | 10 | 416 | 691 |
| | Ровное | 59 | 6 | 0 | 53 |
| | Зап.Новобогатинское | 0 | 1 | 12 | 11 |
| НГДУ Жильоймунайгаз | | | | | |
| | Нуржанов | 16 558 | 418 | 0 | 16 140 |
| | Зап. Прорва | 1 289 | 99 | 0 | 1 190 |
| | Досмухамбетовское | 1 610 | 78 | 0 | 1 532 |
| | Актюбе | 589 | 44 | 0 | 545 |
| | Терень-Узюк | 2 342 | 69 | 0 | 2 273 |
| | Акингень | 1 334 | 75 | 0 | 1 259 |
| | Кисимбай | 587 | 28 | 0 | 559 |
| | Кульсары | 65 | 4 | 0 | 61 |
| | Косшагыл | 98 | 4 | 0 | 94 |
| | Тюлюс | 49 | 3 | 0 | 46 |
| | Каратон-Кошкимбет | 129 | 7 | 7 | 129 |
| | Аккудук | 323 | 28 | 0 | 295 |
| НГДУ Кайнармунайгаз | | | | | |
| | Молдабек Восточный | 8 451 | 380 | 0 | 8 071 |
| | Жоламанов | 1 334 | 45 | 0 | 1 289 |
| | Северный Котыртас | 600 | 32 | 427 | 995 |
| | Уаз | 1 132 | 24 | -93 | 1 015 |
| | Кондыбай | 76 | 3 | -25 | 48 |
| НГДУ Доссормунайгаз | | | | | |
| | Ботахан | 3 768 | 164 | -355 | 3 249 |
| | Карсак | 1 245 | 40 | 0 | 1 205 |
| | Алтыкуль | 479 | 19 | 0 | 460 |
| | Байчунас | 132 | 5 | 0 | 127 |
| | Бек Бике | 107 | 2 | 0 | 105 |
| | Доссор | 5 | 0 | 0 | 5 |
| | Искине | 2 | 0 | 0 | 2 |
| | Комсомольское | 9 | 0 | 0 | 9 |
| | Кошкар | 79 | 4 | 0 | 75 |
| | Танатар | 78 | 3 | 0 | 75 |
| | Макат Вост. | 4 567 | 239 | 0 | 4 328 |
| | Макат | 7 | 1 | 0 | 6 |
| | Жолдыбай Сев. | 674 | 30 | 0 | 644 |
| ВСЕГО | | 265 863 | 7 897 | 8 843 | 266 809 |

ТАБЛИЦА 0.4

**ЗАПАСЫ НЕФТИ В БАРРЕЛЯХ
 ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.**

| НГДУ | Месторождение | Доказанные запасы, тыс. барр. | Доказанные плюс вероятные запасы, тыс. барр. | Доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы, тыс. барр. |
|----------------------------|---------------------|-------------------------------|--|---|
| Озенмунайгаз | | | | |
| | Узень | 400 099 | 1 156 408 | 1 362 574 |
| | Карамандыбас | 25 257 | 71 385 | 83 628 |
| НГДУ Жаикмунайгаз | | | | |
| | ЮЗ Камышитовое | 10 629 | 44 494 | 53 324 |
| | Забурунье | 6 969 | 22 660 | 27 369 |
| | Жанаталап | 10 348 | 34 332 | 39 956 |
| | ЮВ Камышитовое | 5 660 | 23 142 | 26 173 |
| | Балгимбаев | 4 794 | 18 841 | 20 692 |
| | Гран | 2 592 | 10 015 | 11 604 |
| | ЮВ Новобогатинское | 857 | 4 765 | 5 426 |
| | Ровное | 191 | 337 | 377 |
| | Зап.Новобогатинское | 17 | 82 | 86 |
| НГДУ Жильоймунайгаз | | | | |
| | Нуржанов | 27 259 | 96 086 | 116 022 |
| | Зап. Прорва | 4 231 | 7 980 | 8 505 |
| | Досмухамбетовское | 4 159 | 10 915 | 11 321 |
| | Актюбе | 2 414 | 3 606 | 4 055 |
| | Терень-Узюк | 3 643 | 13 603 | 15 571 |
| | Акингень | 3 322 | 6 336 | 9 082 |
| | Кисимбай | 1 297 | 2 985 | 4 021 |
| | Кульсары | 165 | 394 | 430 |
| | Косшагыл | 201 | 645 | 670 |
| | Тюлюс | 139 | 313 | 349 |
| | Каратон-Кошкимбет | 329 | 893 | 920 |
| | Аккудук | 1 134 | 2 008 | 2 244 |
| НГДУ Кайнармунайгаз | | | | |
| | Молдабек Восточный | 18 977 | 46 661 | 57 300 |
| | Жоламанов | 2 302 | 7 509 | 9 339 |
| | Северный Котыртас | 2 467 | 5 816 | 7 503 |
| | Уаз | 2 174 | 5 892 | 7 336 |
| | Кондыбай | 139 | 139 | 258 |
| НГДУ Доссормунайгаз | | | | |
| | Ботахан | 6 614 | 21 854 | 24 331 |
| | Карсак | 1 816 | 7 776 | 8 246 |
| | Алтыгуль | 871 | 2 950 | 3 224 |
| | Байчунас | 232 | 878 | 924 |
| | Бек Бике | 196 | 611 | 746 |
| | Доссор | 15 | 33 | 36 |
| | Искине | 7 | 12 | 14 |
| | Комсомольское | 8 | 58 | 64 |
| | Кошкар | 140 | 506 | 545 |
| | Танатар | 97 | 463 | 539 |
| | Макат Вост. | 8 096 | 23 306 | 32 638 |
| | Макат | 19 | 46 | 46 |
| | Жолдыбай Сев. | 1 339 | 3 761 | 4 581 |
| ВСЕГО | | 561 215 | 1 660 615 | 1 962 155 |

ТАБЛИЦА 0.5

ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ЗАТРАТ ПО ОМГ

| | Доказанные | | | Доказанные плюс вероятные | | |
|--------------|----------------------|----------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------|---------------------|
| | Добыча нефти, т/сут. | Кап. затраты, млн.\$ | Экспл. расходы млн.\$ | Добыча нефти, т/сут. | Кап. Затр. млн.\$ | Экспл. Расх. млн.\$ |
| 2012 | 15 890 | 447,0 | 653,4 | 15 890 | 447,0 | 653,4 |
| 2013 | 17 041 | 439,1 | 629,8 | 17 041 | 439,1 | 629,8 |
| 2014 | 17 315 | 430,2 | 604,2 | 17 315 | 430,2 | 604,2 |
| 2015 | 17 655 | 420,6 | 590,5 | 17 655 | 420,6 | 590,5 |
| 2016 | 17 926 | 410,3 | 577,6 | 17 926 | 410,3 | 577,6 |
| 2017 | 18 058 | 127,7 | 577,6 | 18 058 | 387,1 | 578,5 |
| 2018 | 17 524 | 44,3 | 577,6 | 18 104 | 367,4 | 578,8 |
| 2019 | 16 182 | - | 577,6 | 18 099 | 350,6 | 578,7 |
| 2020 | 14 635 | - | 577,6 | 18 047 | 336,3 | 578,4 |
| 2021 | 5 445 | - | 235,8 | 17 671 | 257,6 | 576,0 |
| 2022 | - | - | - | 16 786 | 58,4 | 570,3 |
| 2023 | - | - | - | 15 948 | 49,7 | 564,9 |
| 2024 | - | - | - | 15 151 | 42,2 | 559,7 |
| 2025 | - | - | - | 14 392 | 35,9 | 554,9 |
| 2026 | - | - | - | 13 674 | 30,5 | 550,2 |
| 2027 | - | - | - | 12 989 | 25,9 | 545,8 |
| 2028 | - | - | - | 12 340 | 22,0 | 541,6 |
| 2029 | - | - | - | 11 723 | 18,7 | 537,7 |
| 2030 | - | - | - | 11 137 | 15,9 | 533,9 |
| 2031 | - | - | - | 10 935 | 13,5 | 532,7 |
| 2032 | - | - | - | 10 359 | 11,5 | 529,0 |
| 2033 | - | - | - | 9 870 | 9,8 | 525,9 |
| 2034 | - | - | - | 9 430 | 8,3 | 523,0 |
| 2035 | - | - | - | 9 034 | 7,1 | 520,5 |
| 2036 | - | - | - | 8 676 | 6,0 | 518,2 |
| 2037 | - | - | - | 8 352 | 5,1 | 516,1 |
| 2038 | - | - | - | 8 057 | 4,3 | 514,2 |
| 2039 | - | - | - | 7 788 | 3,7 | 512,4 |
| 2040 | - | - | - | 7 541 | 3,1 | 510,9 |
| 2041 | - | - | - | 7 303 | 2,7 | 509,3 |
| 2042 | - | - | - | 7 087 | 2,3 | 507,9 |
| 2043 | - | - | - | 6 889 | 1,9 | 506,6 |
| 2044 | - | - | - | 6 708 | 1,6 | 505,5 |
| 2045 | - | - | - | 6 541 | 1,4 | 504,4 |
| 2046 | - | - | - | 6 387 | 1,2 | 503,4 |
| 2047 | - | - | - | 6 244 | 1,0 | 502,5 |
| 2048 | - | - | - | 6 111 | 0,9 | 501,6 |
| 2049 | - | - | - | 5 987 | 0,7 | 500,8 |
| 2050 | - | - | - | 5 872 | 0,6 | 500,1 |
| Total | 57 550 | 2 319,3 | 5 601,8 | 166 118 | 4 232,1 | 21 149,8 |

Примечания:

1. Прогноз по доказанным запасам ограничен сроком действия контракта.
2. Суммы могут отличаться из-за округления.
3. Добыча приводится в тоннах, капитальные затраты и эксплуатационные расходы – в млн.\$.
4. Капитальные затраты и эксплуатационные затраты, приведенные выше, даны без учета инфляции, и к ним необходимо применять 7% годовую ставку инфляции до 2016 г. и 2% в последующий период для расчетов предела рентабельности разработки.

ТАБЛИЦА 0.6

ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ЗАТРАТ ПО ЭМГ

| | Доказанные | | | Доказанные плюс вероятные | | |
|--------------|----------------------|----------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------|---------------------|
| | Добыча нефти, т/сут. | Кап. затраты, млн.\$ | Экспл. расходы млн.\$ | Добыча нефти, т/сут. | Кап. Затр. млн.\$ | Экспл. Расх. млн.\$ |
| 2012 | 7 712 | 183,7 | 305,9 | 7 712 | 183,7 | 305,9 |
| 2013 | 7 546 | 161,9 | 286,5 | 7 753 | 161,9 | 286,5 |
| 2014 | 7 276 | 143,1 | 293,3 | 7 805 | 143,1 | 293,3 |
| 2015 | 7 036 | 130,8 | 275,9 | 7 713 | 130,8 | 275,9 |
| 2016 | 6 767 | 120,9 | 273,2 | 7 565 | 120,9 | 273,2 |
| 2017 | 6 366 | 43,8 | 272,0 | 7 301 | 44,0 | 271,1 |
| 2018 | 4 791 | 30,0 | 217,7 | 6 930 | 37,4 | 268,4 |
| 2019 | 2 769 | 15,7 | 131,6 | 6 571 | 31,8 | 265,7 |
| 2020 | 1 071 | 6,2 | 61,5 | 6 238 | 27,0 | 263,3 |
| 2021 | 31 | 0,2 | 2,1 | 5 925 | 23,0 | 261,0 |
| 2022 | - | - | - | 5 633 | 19,5 | 258,8 |
| 2023 | - | - | - | 5 358 | 16,6 | 256,7 |
| 2024 | - | - | - | 5 101 | 14,1 | 254,8 |
| 2025 | - | - | - | 4 860 | 12,0 | 253,0 |
| 2026 | - | - | - | 4 632 | 10,2 | 251,4 |
| 2027 | - | - | - | 4 419 | 8,7 | 249,8 |
| 2028 | - | - | - | 4 217 | 7,4 | 248,3 |
| 2029 | - | - | - | 4 027 | 6,3 | 246,9 |
| 2030 | - | - | - | 3 847 | 5,3 | 245,6 |
| 2031 | - | - | - | 3 678 | 4,5 | 244,4 |
| 2032 | - | - | - | 3 517 | 3,8 | 243,2 |
| 2033 | - | - | - | 3 365 | 3,3 | 242,0 |
| 2034 | - | - | - | 3 220 | 2,8 | 241,0 |
| 2035 | - | - | - | 3 083 | 2,4 | 239,8 |
| 2036 | - | - | - | 2 953 | 2,0 | 238,8 |
| 2037 | - | - | - | 2 830 | 1,7 | 237,9 |
| 2038 | - | - | - | 2 713 | 1,4 | 236,2 |
| 2039 | - | - | - | 2 603 | 1,2 | 235,4 |
| 2040 | - | - | - | 2 498 | 1,0 | 234,6 |
| 2041 | - | - | - | 2 398 | 0,9 | 233,9 |
| 2042 | - | - | - | 2 212 | 0,7 | 205,6 |
| 2043 | - | - | - | 2 128 | 0,6 | 205,0 |
| 2044 | - | - | - | 2 048 | 0,5 | 204,5 |
| 2045 | - | - | - | 1 963 | 0,4 | 203,9 |
| 2046 | - | - | - | 1 886 | 0,3 | 203,3 |
| 2047 | - | - | - | 1,816 | 0,3 | 202,8 |
| 2048 | - | - | - | 1 742 | 0,2 | 196,4 |
| 2049 | - | - | - | 1 679 | 0,2 | 194,5 |
| 2050 | - | - | - | 1 618 | 0,2 | 193,5 |
| Total | 18 744 | 836, 3 | 2 119,6 | 59 699 | 1 032,1 | 9 466,6 |

Примечания:

1. Прогноз по доказанным запасам ограничен сроком действия контракта.
2. Суммы могут отличаться из-за округления.
3. Добыча приводится в тоннах, капитальные затраты и эксплуатационные расходы – в млн.\$.
4. Капитальные затраты и эксплуатационные затраты, приведенные выше, даны без учета инфляции, и к ним необходимо применять 7% годовую ставку инфляции до 2016 г. и 2% в последующий период для расчетов предела рентабельности разработки.

ПОЯСНЕНИЯ

Большинство месторождений ОМГ и ЭМГ находятся на поздней стадии разработки, и объемы доказанных запасов и доказанных плюс вероятных запасов с достаточной степенью уверенности можно подсчитать на основе данных по истории добычи. Так же как и в предыдущих случаях, компания GCA в целом основывала свою оценку на анализе изменения доли нефти в общей добыче, а также на данных по снижению добычи как по месторождениям в целом, так и по отдельным скважинам. Компания GCA также включила в свою оценку запасов и добычи данные по работе новых скважин и результаты проведения геолого-технических мероприятий. Была учтена программа бурения и ГТМ, представленная в бюджете и бизнес-плане, технические исследования, пояснения и другие сведения, представленные РД КМГ. Полученный объем запасов сравнивается с объемами начальных геологических запасов, представленных РД КМГ, если таковые имеются (или оценки GCA предыдущих лет), что позволяет сохранять коэффициент конечного извлечения нефти в приемлемых пределах.

Что касается доказанных запасов, по прогнозу оставшаяся нефть извлекается в течение срока действия лицензии. В случае доказанных плюс вероятных запасов добыча рассчитывалась до 2050 г., исходя из предположения, что действующие контракты будут продлены. Прогнозы добычи нефти для категорий доказанные и доказанные плюс вероятные запасы по всем месторождениям ОМГ и ЭМГ приводятся выше в Таблице 0.5. Предел рентабельной разработки рассчитывался по всем трем категориям запасов.

1. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПЛАНЫ БУРОВЫХ РАБОТ

Предложенный РД КМГ план буровых работ на 2012-2016 гг. приводится ниже для ОМГ и ЭМГ. План не учитывает поисково-разведочное бурение.

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-----------------------------|------|------|------|------|------|
| Добывающие скважины ЭМГ | 49 | 54 | 49 | 49 | 41 |
| Нагнетательные скважины ЭМГ | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 |
| Добывающие скважины ОМГ | 144 | 140 | 145 | 140 | 130 |
| Нагнетательные скважины ОМГ | 36 | 40 | 40 | 40 | 40 |

По сравнению с прошлым годом объем бурения по Бизнес-плану ЭМГ сократился. Основное сокращение произошло по месторождениям Восточный Молдабек, Жанаталап, Уз и Жоламанов с увеличением объемов бурения на месторождениях ЮВ Камышитовое и ЮВ Новобогатинское. Частично эти изменения отражены в корректировке запасов.

По планам бурения в Бизнес-плане ОМГ предусматривается большее количество добывающих, чем нагнетательных скважин по сравнению с прошлым годом. В новом плане предусмотрено бурение горизонтальных скважин. По варианту доказанных плюс вероятных запасов GCA также увеличила количество скважин к бурению по ОМГ с учетом общего количества скважин, предусмотренных утвержденным Планом разработки месторождений.

2. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАДАЧИ

Поставленные ОМГ производственные задачи 2011 г. не были выполнены в связи с продолжающимися трудовыми спорами в Узени. Суммарная добыча 2011 г. составила 5 081 тыс. т при плане 6 300 тыс. т. РД КМГ убеждала компанию GCA, что конфликт был разрешен в сентябре 2011 г. и с середины декабря 2011 г. нет никаких беспорядков. В 2011 г. специалисты GCA не посещали месторождения, поэтому GCA не может высказываться по поводу влияния, которое эти споры могли оказать на производственные мощности месторождения. Как РД КМГ, так и GCA уверены, что при должном восстановлении и поддержании промысловых работ влияние на конечную добычу нефти будет незначительным. При увеличенном уровне добычи после окончания трудовых споров, запланированные темпы в объеме 5 800 тыс. т в 2012 г. должны быть достижимыми.

По ЭМГ суммарная добыча 2011 г. составила 2 816 тыс. т, больше запланированных в 2010 г. РД КМГ 2 776 тыс. т и прогнозируемых GCA 2 781 тыс. т. Это увеличение объемов добычи частично компенсирует невыполнение плана ОМГ и демонстрирует резервные возможности по месторождениям ЭМГ. Тем не менее, компания GCA считает, что без разработки дополнительных месторождений и коллекторов, не входящих в текущие планы разработки, без дополнительного бурения, не предусмотренного текущим бюджетом, РД КМГ будет сложно поддерживать темпы добычи ЭМГ после 2014 г.

3. ПОЯСНЕНИЯ ПО ОТДЕЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ

Самая значительная корректировка доказанных плюс вероятных запасов (до вычета добытых объемов) приходится на следующие месторождения:

- Узень/Карамандыбас (+816 тыс.т);
- ЮВ Новобогатинское (+370 тыс.т);
- Нуржанов (+257 тыс. т);
- Северный Котыртас (+304 тыс. т); и
- Ботахан (-304 тыс. т).

Ниже приводится ссылка на оценку начальных запасов и суммарной добычи запасов категории В+С1. Эти категории относятся к казахской системе классификации запасов, которая несравнима с классификацией Системы управления углеводородными ресурсами (PRMS), которой придерживается компания GCA. Тем не менее, на некоторых месторождениях, по мнению компании GCA, значения В+С1 сопоставимы с объемами доказанных плюс вероятных запасов (до определения предела рентабельной разработки), и компания GCA использует их в качестве основы для сравнения и в некоторых случаях для составления долгосрочного прогноза по доказанным плюс вероятным запасам.

3.1. Узень/Карамандыбас

Под влиянием недавних трудовых споров в Узени РД КМГ сократила производственные задачи по ОМГ в краткосрочном-среднесрочном плане. В соответствии с новыми задачами компания GCA изменила свои прогнозы. Основываясь на эксплуатационных показателях и перспективных планах эксплуатационного бурения, компания GCA считает, что плановые темпы добычи будут достигнуты к 2030 г. Темпы истощения месторождения и конечная добыча в большой степени будут зависеть от управления пластом, способности продолжать добычу при высоком обводнении и достижение целиков нефти в пласте и нефти в изолированных продуктивных зонах. Прогноз компании GCA дан до 2050 г., к которому обводнение

составит около 94%. Добыча по месторождению до достижения обводнения даже 95% позволяет потенциально добыть еще 20 млн. т.

Компания РД КМГ провела волюметрическое и петрофизическое исследование на месторождении Узень с обстоятельной интерпретацией значительного объема старых и последних каротажных данных и данных кернового анализа. В результате этой работы РД КМГ увеличила геологические запасы нефти месторождения Узень по зонам 13-18 на 41%, с 974 млн. т до 1 380 млн. т. Компания GCA проверила результаты проведенных работ, выполнив независимую оценку по шести ранее пробуренным скважинам и двум новым скважинам, где был отобран керн. GCA признает, что результаты предыдущей интерпретации достаточно консервативны, и геологические запасы нефти выше данной оценки 974 млн. т, но не может в настоящее время дать количественный диапазон на основе имеющихся данных.

В настоящее время компания GCA относит 156,5 млн. т доказанных плюс вероятных запасов к месторождению Узень, что соответствует предельной добыче 489,2 млн. т до 2050 г., 25 млн. т из которых, по оценке, будут добываться из более глубоких зон 19-26. При допущении коэффициента извлечения по предельной добыче, равного 45% по зонам 13-18 геологические запасы нефти по этим зонам равны 1 032 млн. т, что на 6% выше приведенных выше 974 млн. т. Следовательно, доля увеличения геологических запасов нефти уже отражена в запасах, обусловленных практической деятельностью.

Пересмотренные оценки геологических запасов составили основу статической и динамической моделей, созданных РД КМГ для зон 13-18 месторождения Узень. Компания GCA проанализировала и проверила модельные построения зон 14, 16 и 18 во время посещения Инженерно-технического центра в Актау в ноябре 2011 г. Эти модели находились на более продвинутом этапе разработки, чем модели по другим коллекторам. Процесс моделирования продолжается, и еще слишком рано подтверждать ожидаемые объемы предельной добычи по месторождению на основе этих моделей. В настоящее время модели применяются для определения положения уплотняющих скважин с разной степенью успешности. Прежде чем использовать модели для оценки запасов необходимы дальнейшая привязка, исторические сравнения и тестирование рекомендаций по месторождению на основе моделей.

В соответствии с текущим планом освоения месторождения и долгосрочными планами добычи возможности дополнительного повышения производительности ограничены до 2050 г., до которого GCA дает прогноз по запасам. Компания GCA считает, что при увеличении количества объектов разработки и продолжении добычи после 2050 г. можно получить дополнительные объемы углеводородов по месторождению. GCA оценивает этот потенциал как дополнительные условно-рентабельные ресурсы. В целях настоящей оценки запасов компания GCA отнесла дополнительные доказанные плюс вероятные запасы с учетом дополнительного бурения, а доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы с учетом увеличенного периода пиковой добычи и более медленного обводнения. Это увеличение частично отражает увеличенные геологические запасы, приведенные выше.

3.2 ЮВ Новобогатинское

Увеличение запасов объясняется увеличением объема бурения и динамикой добычи.

3.3 Нуржанов

Добыча нефти продолжала устойчиво расти, а темпы обводненности сокращались. Оценка триасовых коллекторов дала положительные результаты, включая участки, на которых зарегистрированы запасы нефти по категории C2. РД КМГ произвела переоценку запасов по месторождению Нуржанов с переводом запасов категории C2 в категорию C1. В результате этого GCA увеличила свою оценку предельной добычи.

3.4 Северный Котыртас

В течение 2011 г. объем добычи значительно увеличился в результате увеличения количества пробуренных скважин. Бурение еще продолжается, и компания GCA внесла поправки в запасы в сторону увеличения, чтобы отразить изменения.

3.5 Ботахан

В течение 2011 г. объем добычи по месторождению Ботахан продолжал уменьшаться, и компания GCA внесла поправки в сторону понижения, чтобы сократить разницу между оценкой GCA по доказанным плюс вероятным запасам и оценкой РД КМГ по категориям В+С1.

4. ПРЕДЕЛ РЕНТАБЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ

При расчетах предела рентабельности приняты следующие цены на нефть марки Brent:

| | |
|------|--------------------|
| 2012 | \$ 105,61/ барр. |
| 2013 | \$ 101,36/ барр. |
| 2014 | \$ 97,23/ барр. |
| 2015 | \$ 97,41/ барр. |
| 2016 | \$ 101,42/ барр. и |
| 2017 | \$ 103,37/ барр. |

С 2018 г. и далее цены на нефть рассчитываются на основе ежегодного увеличения на 2,0%.

Средневзвешенный коэффициент дисконтирования на экспортную нефть марки Brent принимается в размере \$15,63/барр. по ЭМГ и \$18,90/барр. по ОМГ на основе допущений по ценообразованию на нефть марки Brent и маркетинговых данных, предоставленных РД КМГ. В составе коэффициента дисконтирования учтены поправки на качество продукции, транспортные расходы и коммерческие операции. Цены на внутреннем рынке основаны на информации о разнице в ценах с маркой Brent, а средневзвешенный коэффициент дисконтирования принят в размере \$ 64,93/барр. По информации РД КМГ обязательство по продаже на внутреннем рынке относятся только к сырой нефти ОМГ, а ЭМГ может экспортировать свои объемы. В целях настоящей оценки компания GCA делает допущение, что обязательство по внутренним продажам остается постоянным на уровне 1,9 млн. т в год до 2016 г. и сокращается пропорционально темпам падения добычи по ОМГ. Это обоснованное допущение, так как объем обязательств ОМГ по внутреннему рынку, вероятнее всего, будет сокращаться с началом добычи по другим крупным месторождениям (например, по Кашагану).

Капитальные затраты и эксплуатационные расходы основаны на проекте бюджета 2012 и бизнес-плане 2013 - 2016 гг. Для целей расчета предела рентабельной разработки, компания GCA включила в расчет только эксплуатационные расходы и исключила налоги, роялти, амортизацию или транспортные расходы, учтенные отдельно в модели движения денежных средств, подготовленной компанией GCA. Проект бизнес плана допускает 7% годовой уровень инфляции цен в течение пяти лет до 2016 г. После 2016 г. компания GCA выполнила расчеты с учетом показателя инфляции в 2%, на котором основана модель денежных потоков, с целью моделирования пределов рентабельной разработки.

Затраты пересчитаны в доллары США по курсу в 148,50 тенге/доллар США в соответствии с бюджетом и бизнес-планом РД КМГ.

В Таблицах 0.5 и 0.6 показаны долгосрочные прогнозы добычи и расходов для запасов категорий доказанные и доказанные плюс вероятные по ОМГ и ЭМГ.

Предел рентабельной разработки определялся отдельно для каждого НГДУ ЭМГ и ОМГ как одного месторождения, исходя из предположения о том, что эксплуатационные расходы и продолжительность рентабельной эксплуатации месторождений будут зависеть от состояния всех объектов обустройства в целом. При расчетах принималось, что эксплуатация всех месторождений, находящихся в ведении НГДУ, прекращается одновременно.

Пределы рентабельной эксплуатации месторождений, находящихся в ведении НГДУ ОМГ и ЭМГ, представлены в приведенной ниже таблице.

| | Доказанные запасы | Доказанные + вероятные запасы |
|----------------|-------------------|-------------------------------|
| Озенмунайгаз | 2021 г. | 2050 г. |
| Жаикмунайгаз | 2018 г. | 2050 г. |
| Жилыоймунайгаз | 2020 г. | 2050 г. |
| Кайнармунайгаз | 2021 г. | 2050 г. |
| Доссормунайгаз | 2018 г. | 2050 ¹ г. |

Примечание:

1. 2014 г. по месторождениям в районе Макат: Восточный Макат, Макат и Северный Жолдыбай.

Рентабельная добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов для всех НГДУ будет вестись по крайней мере до 2050 г.

Запасы углеводородов, представленные в таблицах данного документа, основаны на указанных пределах рентабельной разработки.

5. ОСНОВА ДЛЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ

Настоящая работа выполнена в контексте представлений компании GCA о законодательстве, регулирующем нефтегазовую промышленность, налогообложении и иных нормативных требованиях, применимых к подобным активам. Тем не менее, компания GCA не может дать заключение о праве собственности на эти активы, о финансовых взаимоотношениях касательно долей или их обременений по каким бы то ни было из этих активов.

Следует понимать, что любая оценка объемов запасов, особенно нефтегазовых активов, может кардинально изменяться за короткие промежутки времени по мере поступления соответствующих новых данных.

С уважением,

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES



Тони Гудэрл
Старший менеджер,
технология нефтегазодобычи

Приложения

- I. Список сокращений
- II. СУНР ОИН 2007 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ I
Список сокращений

Список ключевых сокращений, использованных в данном отчете.

| | |
|----------------------|---------------------------------------|
| % | процент |
| Bbl | баррель |
| CAPEX | капитальные затраты |
| CT | налог на доходы юридических лиц |
| E&A | разведка и оценка |
| ЭМГ | ЭмбаМунайГаз |
| EPT | налог на сверхприбыль |
| G&A | общие и административные расходы |
| GOR | газовый фактор |
| IRR | (ВНР) внутренняя норма рентабельности |
| km | километр |
| km ² | кв.километр |
| KZT | казахстанский тенге |
| m | метр |
| m ³ | кубический метр |
| m ³ /day | куб. м/сут. |
| MKZT | тысячи тенге |
| Mm ³ | тыс.куб.м |
| Mm ³ /day | тыс.куб. м/сут. |
| MMm ³ | млн.куб.м |
| M | тысяча |
| MM | миллион |
| Mtonne | тыс.тонн |
| MMtonne | млн. тонн |
| NGL | газоконденсатные жидкости |
| NPV | (ЧПС) чистая приведённая стоимость |
| OMG | ОзенМунайГаз |
| OPEX | эксплуатационные расходы |
| p.a. | в год |
| PVT | давление-объём-температура |
| STOIIP | балансовые запасы товарной нефти |
| t/day | тонн/сутки |

ПРИЛОЖЕНИЕ II

Система управления углеводородными ресурсами (PRMS) 2007 г.

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 ⁽¹⁾

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.

¹ 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.

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

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 непродуцирующих 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 потребуются 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.

Разведуемый 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.

Разведуемый 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 разведуемый 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 разведуемый 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.

Разведуемый участок – Категория 3 (Play)

Проект в пределах предполагаемого количества потенциальных разведуемых участков, для которых необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных и/или оценке с целью определения конкретных разведуемых 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 | Заниженный расчет |
| Best Estimate | Наилучший расчет |
| High Estimate | Завышенный расчет |
| 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 RESERVES | ДОБЫЧА ЗАПАСЫ |
| CONTINGENT RESOURCES UNRECOVERABLE | УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ |
| PROSPECTIVE RESOURCES UNRECOVERABLE | ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ |
| Range of Uncertainty | Уровень неопределенности |
| Project Maturity Sub-classes On Production | Подкатегории степени зрелости проектов В эксплуатации |
| Approved for Development | Утвержденные для разработки |
| Justified for Development | Имеющие обоснование для разработки |
| Development Pending | Стадия, предшествующая разработке |
| Development Unclassified or On Hold | Разработка не определена или приостановлена |
| Development not Viable | Разработка не является рентабельной |
| Prospect | Разведваемый участок – Категория 1 (Prospect) |
| Lead | Разведваемый участок – Категория 2 (Lead) |
| Play | Разведваемый участок – Категория 3 (Play) |
| Increasing Chance of Commerciality | Возрастающая вероятность коммерческой добычи |
| Not to scale | Без соблюдения масштаба |

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