

### Обзор финансовых результатов за 2015 г. и операционных результатов за 1 кв 2016 г.

05 Мая 2016 г.

| Тикер                                | GB_NTRM      |
|--------------------------------------|--------------|
| Рекомендация                         | Держать      |
| Текущая цена, GBр/акцию (04.05.2016) | 299          |
| Целевая цена (12-мес), GBр/акцию     | 341          |
| <b>Ожидаемый потенциальный доход</b> | <b>13,9%</b> |

| Тикер                                | GB_NTRM      |
|--------------------------------------|--------------|
| Рекомендация                         | Держать      |
| Текущая цена, Т/акцию (02.05.2016)   | 1 448        |
| Целевая цена (12-мес), Т/акцию       | 1 654        |
| <b>Ожидаемый потенциальный доход</b> | <b>14,2%</b> |

| Данные по акциям                 |     |
|----------------------------------|-----|
| Кол-во простых акций, млн        | 188 |
| Доля акций в свободном обращении | 57% |
| Рыночная капитализация (\$ млн)  | 583 |

| Основные акционеры: |     |
|---------------------|-----|
| MaiFair Investments | 26% |
| Clarement Holdings  | 17% |
| Baring Vostok Co.   | 15% |

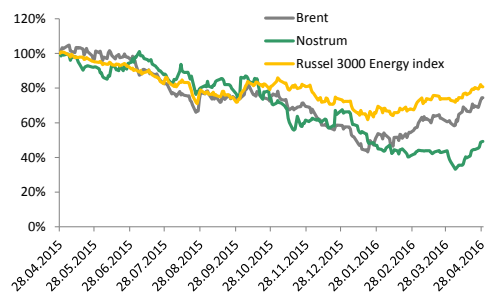
| Фин. показатели (млн \$) | 2015Ф | 2016П | 2017П |
|--------------------------|-------|-------|-------|
| Доходы                   | 449   | 341   | 589   |
| ЕБИТДА                   | 229   | 159   | 355   |
| Чистая прибыль           | -94   | 15    | 95    |
| Собственный капитал      | 774   | 788   | 884   |
| Чистый долг              | 781   | 772   | 895   |
| EPS (\$)                 | -0,5  | 0,1   | 0,5   |
| Дивиденд на акцию (\$)   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
| Оценка                   | 2015Ф | 2016П | 2017П |
| P/E (x)                  | N/A   | 55,9  | 8,5   |
| P/B (x)                  | 1,1   | 1,0   | 0,9   |
| EV/ЕБИТДА (x)            | 7,0   | 10,0  | 4,8   |

| Динамика стоимости акций | Абс. | Отн.** | Russel Energy Index |
|--------------------------|------|--------|---------------------|
| 1М                       | 31%  | 29,7%  | 10,7%               |
| 3М                       | 10%  | 7,3%   | 18,5%               |
| 12М                      | -50% | -39,6% | -19,9%              |
| Максимум за 52 недели    | 623  |        | 881                 |
| Минимум за 52 недели     | 203  |        | 539                 |

\*ЕБИТДА без учета курсовой разницы и доходов/убытков по по выбытию/обесценению

\*\* доходность относительно индекса FTSE100  
Источник: данные компании, Блумберг, прогноз ХФ

Рис 1. Динамика цен на нефть, доходность акций NOG, Russel 3000 Index. Индекс на 28.04.2015=100%



Источник: Блумберг

Мы ожидаем улучшения операционных и финансовых показателей Nostrum Oil Gas (NOG) в 2017 г., полагая, что ценовой фактор нефти превзойдет операционные и кредитные риски компании в 2016-2017 гг. и позволит компании увеличить объемы добычи до 50 тыс. бнэд к 2017 г. Однако ввиду ограниченности денежных средств компании мы ожидаем довольно слабые операционные и финансовые результаты по итогу 2016 г. Мы поднимаем нашу 12М целевую цену до GBр341/ГДР, учитывая увеличение прогнозных цен на нефть Brent (до \$62/баррель к 2019 г.) и благоприятную для компании макроэкономическую среду (ослабление Тенге до 378 KZT/\$ к 2020 г.), и оставляем рекомендацию «Держать».

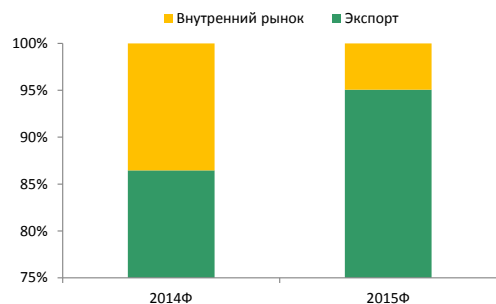
**Финансовые результаты за 2015 г.** Выручка снизилась на 42.6% г/г до \$449 млн, в основном за счет падения цены на нефть Brent. Ослабление обменного курса Тенге оказало значительную поддержку в снижении денежной себестоимости барреля нефти на 22,4% г/г до \$23/баррель. Несмотря на операционную прибыль в 2015 г. компания зафиксировала убыток за счет расходов по отложенному налогу в \$141 млн и по результатам 2015 г. года компания решила не выплачивать дивиденды.

**Текущая операционная деятельность за 1 кв 2016 г.** Среднесуточная добыча компании в 1 кв 2016 г. снизилась на 14.8% г/г до 38,8 тыс бнэд, в основном за счет перехода на экономичное наклонное бурение, позволяющее компании снизить операционные расходы в условиях низких цен на нефть. По данным компании капитальные расходы в 2016 г. на бурение сохраняются на уровне плана в \$50 млн, а капитальные расходы на строительство третьей линии установки по подготовке газа (УПГ-3) будут осуществляться за счет выплат от контракта на хеджирование. Таким образом, расходы на завершение строительства УПГ-3 в 2016 г. не повлияют на ликвидность компании. По данным компании выручка за 1 кв 2016 г. ожидается на уровне \$70 млн, что ниже наших ожиданий на 8,8%, однако позитивная динамика роста цен на нефть предполагает достижение наших ожиданий в \$341 млн по итогу 2016 г.

**Низкие цены на нефть и текущая долговая нагрузка номиналом в \$1,06 млрд (Долг/ЕБИТДА на конец 2015 г. – 4,1x) - сдерживающие факторы роста.** По итогам 1 кв 2016 г. денежные средства компании снизились на 15.4% кв/кв до \$140 млн, а чистый долг увеличился на 5% кв/кв до \$820 млн. В свете низких цен на нефть, долговая нагрузка (ограничительные ковенанты и выплата купона) стала более ощутимой, и в 2016 г. компания сократила капитальные расходы на бурение на 38.3% г/г, что негативно отразилось на объемах добычи в 2016 г.

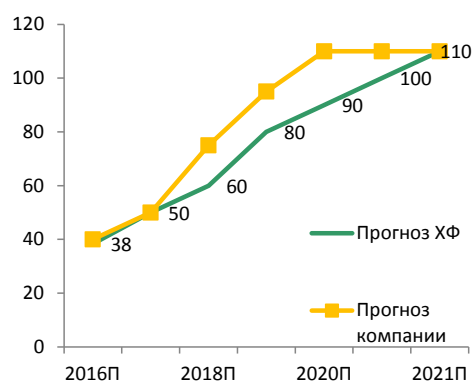
**Повышение 12М ЦЦ до 341 GBр.** На основании увеличения прогноза цен на нефть до \$62/баррель к 2019 г., влияющего на рост объемов добычи и финансовые показатели, мы поднимаем нашу 12М ЦЦ до 341GBр/ГДР, оставляя рекомендацию «Держать».

Рис 2. Дистрибуция нефти и газа в 2014-2015 гг.



Источник: Данные компании

Рис 3. Прогноз добычи, тыс. бнэд



Источник: Данные компании, прогноз Халык Финанс

### Обзор финансовых результатов за 2015 г.

Выручка за 2015 г. снизилась на 42,6% г/г до \$449 млн, в основном за счет снижения цены на нефть на 46% г/г до \$54/баррель. Однако увеличение доли экспорта добываемого природного газа до 75% положительно повлияло на выручку (в прошлом компания продавала весь природный газ на внутренний рынок).

По итогу 2015 г. операционные расходы снизились на 17,7% г/г до \$4,2/баррель, транспортные и расходы на реализацию снизились на 14,5% г/г до \$6,3/баррель, экспортные таможенные пошлины на 16,7% г/г до \$1,0/баррель, и уплаченный налог на прибыль на 61,6% г/г до \$2,8/баррель. Маржа EBITDA снизилась на 12,6 пп г/г до 51,1%, операционная прибыль составила \$101 млн. В результате девальвации и ослабления Тенге в 2015 г. отсроченный налог на прибыль составил \$141 млн, а расходы по текущему подоходному налогу составили \$26 млн, и в 2015 г. компания зафиксировала убыток в \$94,4 млн.

### Прогнозы добычи

По итогам 1 кв 2016 г., среднесуточная добыча снизилась на 10,3% г/г до 38,8 тыс. бнэд. По данным компании в 2016 г. добыча ожидается на уровне 40 тыс. бнэд, и по завершению строительства УПГ-3 во второй половине 2017 г., плановые объемы добычи увеличатся до 60 тыс. бнэд к 2017 г. и достигнут максимума в 110 тыс. бнэд в к 2020 г. Компания в этом году обозначила увеличение максимального объема добычи до 110 тыс бнэд (ранее максимальное значение составляло 100 тыс бнэд).

Переход на новый, экономичный тип бурения (наклонный, вместо традиционного горизонтального), снижающий потенциальный объем добычи, вызван недостаточностью денежных средств компании и низкими ценами на нефть. В результате использования наклонного бурения, доказанные и вероятные (2P) запасы компании о данным Ryder Scott снизились на 17,7% и составили 470 млн бнэд. на конец 2015 г. (Рис. 4). Компания отметила, что в случае восстановления цен, компания перейдет на горизонтальное бурение, что увеличит объем добычи, но без возврата потерянных объемов нефти за прошедшие периоды.

Учитывая неоднократность даты смещения по завершению строительства УПГ-3 и достижению планового роста добычи в 100 тыс. бнэд, мы ожидаем более консервативный рост добычи. Мы ожидаем, что добыча в 2016 г. будет ниже плана на 5%, и компания достигнет плана в 100 тыс. бнэд не ранее 2021 г.

Рис 4. Изменение 2P резервов, млн баррелей по данным отчета Ryder Scott

|                   | 31 декабря 2015 г. |            |            | 31 декабря 2014 г. |            |            | Изменение     |
|-------------------|--------------------|------------|------------|--------------------|------------|------------|---------------|
|                   | Чинаревское        | 3 лицензии | Всего      | Чинаревское        | 3 лицензии | Всего      |               |
| Нефть и конденсат | 147                |            | 147        | 198                |            | 198        | -25,8%        |
| СУГ               | 52                 |            | 52         | 68                 |            | 68         | -23,5%        |
| Природный газ     | 184                |            | 184        | 207                |            | 207        | -11,1%        |
| <b>Всего</b>      | <b>383</b>         | <b>87</b>  | <b>470</b> | <b>473</b>         | <b>98</b>  | <b>571</b> | <b>-17,7%</b> |

Источник: Данные компании

Рис 5. Прогнозы по добыче, ценам и выручке на 2016-2022 гг.

|                               | 2014Ф      | 2015Ф      | 2016П      | 2017П      | 2018П      | 2019П        | 2020П        | 2021П        | 2022П        |
|-------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Цены на сырье</b>          |            |            |            |            |            |              |              |              |              |
| Брент \$/баррель              | 100        | 57         | 41         | 55         | 62         | 62           | 64           | 67           | 70           |
| СУГ (\$/тонну)                | 749,1      | 400,7      | 335,8      | 451,5      | 509,0      | 509,0        | 529,3        | 550,5        | 572,5        |
| Природный газ (\$/БТЕ тыс.)   | 4,3        | 2,6        | 2,3        | 2,9        | 3,0        | 3,0          | 3,1          | 3,3          | 3,4          |
| <b>Добыча (тыс. бнэд)</b>     | <b>45</b>  | <b>40</b>  | <b>38</b>  | <b>50</b>  | <b>60</b>  | <b>80</b>    | <b>90</b>    | <b>100</b>   | <b>110</b>   |
| Нефть (млн барр.)             | 3,5        | 3,0        | 2,8        | 3,6        | 4,3        | 5,8          | 6,5          | 7,2          | 7,9          |
| Конденсат (млн барр.)         | 3,3        | 3,2        | 2,5        | 3,3        | 4,0        | 5,3          | 6,0          | 6,6          | 7,3          |
| СУГ (млн т)                   | 0,2        | 0,1        | 0,2        | 0,2        | 0,3        | 0,3          | 0,4          | 0,4          | 0,5          |
| Природный газ (млн куб футов) | 42         | 40         | 52         | 62         | 83         | 93           | 104          | 114          | 114          |
| Всего млн. бнэд               | 17         | 15         | 14         | 18         | 22         | 29           | 32           | 36           | 40           |
| Нефть и конденсат             | 620        | 298        | 208        | 365        | 494        | 658          | 770          | 890          | 1 018        |
| Природный газ                 | 162        | 151        | 133        | 224        | 288        | 384          | 450          | 520          | 595          |
| Экспорт                       | 676        | 427        | 320        | 552        | 734        | 979          | 1 146        | 1 324        | 1 514        |
| Внутренний рынок              | 106        | 22         | 22         | 37         | 48         | 64           | 74           | 86           | 98           |
| <b>Итого</b>                  | <b>782</b> | <b>449</b> | <b>341</b> | <b>589</b> | <b>782</b> | <b>1 043</b> | <b>1 220</b> | <b>1 410</b> | <b>1 613</b> |
| Нефть на внутренний рынок     | 0%         | 100%       | 51%        | 51%        | 51%        | 51%          | 51%          | 51%          | 51%          |
| Газ                           | 77%        | 31%        | 54%        | 54%        | 54%        | 54%          | 54%          | 54%          | 54%          |

Источник: Данные компании, прогноз Халык Финанс

\*размер скидки – расчетный, исходя из объемов реализации на внутренний рынок и выручки

### Прогнозы финансовых показателей

Основные драйверы роста добычи и выручки – цена на нефть. Мы придерживаемся консенсус прогноза цен на нефть - \$40-62/баррель в 2016-2019 гг., на природный газ в \$2,3-\$3,0/тыс. БТЕ в 2016-2019 гг. с последующим 4%-м ростом цен в 2020-2022 гг. Мы предполагаем аналогичную динамику по ценам на сжиженный углеводородный газ (СУГ). Мы учитываем долю продаж на местный рынок в 25% по сухому газу, 15% по нефти и 10% по СУГ, и скидку на внутренний рынок в 51% на нефть и 54% на природный газ.

Учитывая 80% долю операционных расходов, 10% долю транспортных и 33% долю административных расходов, деноминированных в Тенге, мы полагаем, что ослабление обменного курса KZT/\$ от 333,1 в 2016 г. до 392,6 в 2022 г. (прогноз Халык Финанс) и умеренная инфляция в 7% в 2016 г., 5% в 2017, и 4% (целевая) до 2022 г. положительно повлияют на динамику операционных расходов компании. Мы ожидаем, что денежная себестоимость барреля нефти будет постепенно снижаться как за счет ослабления Тенге, так и за счет увеличения добычи, и достигнет в 2022 г. уровня \$18,1/баррель.

Мы ожидаем слабые результаты по итогам 2016 г. – снижение добычи на 5% от плана, маржу операционной прибыли на уровне 13,7% и маржу чистой прибыли на уровне 4.3%. Мы ожидаем значительного улучшения финансовых показателей в 2017 г, в основном за счет улучшения динамики цен на нефть (до \$55/баррель) - уровень добычи до 50 тыс бнэд, и маржу операционной прибыли в 40%. Мы не ожидаем выплаты дивидендов по итогам 2016-2017 гг. ввиду ограниченности собственных денежных средств и необходимого объема инвестиций для УПГ-3 и на бурение.

### Капитальные затраты

Компания планирует сократить капитальные затраты на бурение в 2016-2017 гг. до \$50-100 млн, с дальнейшим увеличением до \$275 млн к 2020 г., и осуществить поэтапное завершение строительства УПГ-3 с капитальными расходами в \$162 млн в 2016 г. и \$80 млн в 2017 г. В нашей модели, мы ожидаем, что капитальные расходы на строительство УПГ-3 в 2016 г. не превысят \$100 млн относительно плана в \$162 млн. Мы связываем это с заявлением компании, что платежи на УПГ-3 в 2016 г. будут совершаться в основном за счет платежей от контракта на хеджирование, и по нашим расчетам, платежи по контракту не превысят \$50 млн (дополнительные \$50 млн компания инвестирует из собственных средств).

Рис 6. Капитальные расходы на добычу и на строительство УПГ-3, \$млн

|                                       | 2016П | 2017П | 2018П | 2019П | 2020П |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Капитальные расходы на бурение</b> |       |       |       |       |       |
| Планы компании                        | 50    | 100   | 225   | 230   | 275   |
| Прогноз ХФ                            | 50    | 100   | 225   | 230   | 275   |
| <b>Капитальные расходы на УПГ-3</b>   |       |       |       |       |       |
| Планы компании                        | 162   | 80    |       |       |       |
| Прогноз ХФ                            | 100   | 142   | 0     |       |       |

Источник: Данные компании, прогноз Халык Финанс

### Контракт на хеджирование

В декабре 2015 г. компания купила опцион пут на суточные объемы нефти в 15 тыс баррелей за \$92 млн (в обмен истекшего контракта на хеджирование). Цена реализации опциона составляет \$49,16/баррель, срок действия контракта до декабря 2017 г., с поквартальной выплатой в случае реализации опциона. За 1кв2016 г. компания получила оплату в \$19 млн. Мы ожидаем, что выплата за год составит около \$49,5 млн.

**Рис 7. Расчет стоимости капитала NOG**

|                                |              |
|--------------------------------|--------------|
| Ставка ГЦБ США 10 л            | 2%           |
| Разница инфляции Казахстан-США | 2%           |
| Номинальная безрисковая ставка | 4%           |
| Премия рыночного риска         | 7%           |
| Бета                           | 1,1          |
| Риск по ликвидности            | 1%           |
| Страновой риск                 | 3%           |
| <b>Стоимость капитала</b>      | <b>16%</b>   |
| Долг/Капитал                   | 0,67         |
| <b>Ставка долга</b>            | <b>10%</b>   |
| <b>WACC</b>                    | <b>13,6%</b> |

Источник: Расчеты ХФ

**Расчет 12М ЦЦ**

На основании вышеперечисленных прогнозов по добыче и ценам на нефть, наша 12М ЦЦ составила 341 GBp/ГДР. Данная цена предполагает потенциальный доход в 13,9%.

**Рис 8. Расчет 12М ЦЦ в \$ млн, цена за акцию GBp/ГДР**

|                                  | 2016П      | 2017П      | 2018П      | 2019П      | 2020П      | 2021П      | 2022П      |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Выручка                          | 341        | 589        | 782        | 1 043      | 1 220      | 1 410      | 1 613      |
| Операционные расходы             | 295        | 354        | 398        | 487        | 543        | 603        | 666        |
| <b>ЕБИТ</b>                      | <b>47</b>  | <b>235</b> | <b>384</b> | <b>556</b> | <b>677</b> | <b>807</b> | <b>947</b> |
| - Прочие налоги                  | -26        | -43        | -60        | -80        | -92        | -108       | -121       |
| + Прочие фин. Доходы             | 0          | 1          | 0          | 0          | 0          | 1          | 1          |
| - КПН                            | -20        | -69        | -115       | -181       | -218       | -265       | -320       |
| + Амортизация                    | 113        | 121        | 122        | 132        | 142        | 152        | 164        |
| - Капитальные затраты            | -172       | -259       | -254       | -269       | -327       | -329       | -381       |
| - Изменение оборотного капитала  | -25        | -30        | -24        | -21        | -45        | -58        | -6         |
| <b>Свободные денежные потоки</b> | <b>-84</b> | <b>-45</b> | <b>51</b>  | <b>137</b> | <b>137</b> | <b>199</b> | <b>283</b> |
| WACC                             | 13,6%      |            |            |            |            |            |            |
| Фактор дисконт                   | 1,0        | 0,9        | 0,8        | 0,7        | 0,6        | 0,6        | 0,5        |
| PV (сумма своб. ден. потоков )   | 432        | -42        | 42         | 98         | 86         | 110        | 138        |
| Терминальный рост                | 2%         |            |            |            |            |            |            |
| PV (терминальной стоимости)      | 1 218      |            |            |            |            |            |            |
| EV                               | 1 650      |            |            |            |            |            |            |
| Чистый Долг                      | 813        |            |            |            |            |            |            |
| Капитал                          | 927        |            |            |            |            |            |            |
| Курс \$/GBp                      | 1,45       |            |            |            |            |            |            |
| <b>Целевая цена 12М (GBp)</b>    | <b>341</b> |            |            |            |            |            |            |

Источник: Данные компании, прогноз Халык Финанс

**Риски и катализаторы роста**

Основные риски и факторы роста – это цена на нефть. В случае сохранения низких цен на нефть (до \$40/баррель), денежные потоки от операционной деятельности снизятся, что негативно повлияет на ликвидность компании. Цена на нефть и напрямую влияет на объемы добычи компании и сроки завершения УПГ-3.

**Рис. 9. Анализ чувствительности ГДР к цене на нефть и добычу**

| Добыча, тыс. бнэд | Цена на нефть, \$ /баррель |      |      |     |     |     |     |     |     |
|-------------------|----------------------------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                   | 45                         | 47   | 49   | 51  | 53  | 55  | 57  | 59  | 61  |
| 45                | 36,4                       | 67,3 | 98,2 | 129 | 160 | 191 | 222 | 253 | 284 |
| 47,5              | 103                        | 135  | 168  | 201 | 233 | 266 | 298 | 331 | 366 |
| 50                | 169                        | 203  | 238  | 272 | 306 | 341 | 378 | 415 | 453 |
| 52,5              | 235                        | 271  | 307  | 344 | 383 | 422 | 461 | 500 | 540 |
| 55                | 302                        | 339  | 380  | 421 | 462 | 503 | 545 | 586 | 627 |
| 57,5              | 370                        | 413  | 456  | 499 | 542 | 585 | 628 | 671 | 714 |
| 60                | 442                        | 487  | 532  | 577 | 621 | 666 | 711 | 756 | 801 |
| 61                | 471                        | 517  | 562  | 608 | 653 | 699 | 744 | 790 | 836 |
| 62                | 500                        | 546  | 593  | 639 | 685 | 731 | 778 | 824 | 870 |
| 63                | 529                        | 576  | 623  | 670 | 717 | 764 | 811 | 858 | 905 |

Источник: Расчеты ХФ

Дополнительные риски- это страновые риски, регуляторные риски.

**Анализ чувствительности ГДР к цене на нефть и добычу**

При снижении цены на нефть в 2017 г. до \$53/баррель (прогноз \$55/баррель), и объемов добычи до 45 тыс. бнэд (наш прогноз 50 тыс. бнэд), цена за ГДР может снизиться до 160GBp/ГДР.

В случае повышения цены на нефть в 2017 г. относительно прогноза в \$55/баррель до \$59/баррель, и достижения объемов добычи в 50 тыс. бнэд, цена за ГДР может подняться до 415GBp/ГДР.

**Приложение 1. Прогноз финансовой отчетности компании NOG, млн \$, кроме данных за ГДР**

| <b>Отчет о прибылях и убытках</b>                       | <b>2015Ф</b> | <b>2016П</b> | <b>2017П</b> | <b>2018П</b> | <b>2019П</b> | <b>2020П</b> | <b>2021П</b> | <b>2022П</b> |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Выручка   | 449          | 341          | 589          | 782          | 1 043        | 1 220        | 1 410        | 1 613        |
| Себестоимость (вкл. амортизацию)                        | (187)        | (171)        | (205)        | (227)        | (272)        | (304)        | (337)        | (373)        |
| Валовая прибыль   | 262          | 170          | 384          | 555          | 770          | 916          | 1 073        | 1 240        |
| Административные расходы                                | (49)         | (45)         | (45)         | (46)         | (46)         | (46)         | (47)         | (48)         |
| Расходы на транспортировку и маркетинг                  | (93)         | (79)         | (104)        | (126)        | (169)        | (192)        | (218)        | (245)        |
| Операционная прибыль                                    | 120          | 47           | 235          | 384          | 556          | 677          | 807          | 947          |
| Финансовые расходы                                      | (44)         | (45)         | (43)         | (49)         | (50)         | (71)         | (69)         | (61)         |
| Амортизация дисконта                                    | (1)          | (1)          | (2)          | (2)          | (3)          | (4)          | (4)          | (5)          |
| Прибыль по деривативу                                   | 37           | 50           | -            | -            | -            | -            | -            | -            |
| Убыток по курсовой разнице                              | (21)         | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -            |
| Прочие налоги (эксп. там. пошлина)                      | (15)         | (13)         | (21)         | (30)         | (41)         | (46)         | (55)         | (61)         |
| Прочие неопер. доходы                                   | 13           | 10           | 18           | 23           | 31           | 37           | 42           | 48           |
| Прочие неопер. расходы                                  | (17)         | (13)         | (22)         | (29)         | (39)         | (46)         | (53)         | (61)         |
| Прибыль до вычета налогов                               | 72           | 35           | 164          | 296          | 454          | 547          | 668          | 808          |
| Налог на прибыль  | (167)        | (20)         | (69)         | (115)        | (181)        | (218)        | (265)        | (320)        |
| Чистая прибыль  | (94)         | 15           | 95           | 180          | 273          | 329          | 403          | 488          |
| Доходность \$/ГДР                                       | (0,5)        | 0,1          | 0,5          | 1,0          | 1,5          | 1,7          | 2,1          | 2,6          |
| Дивиденды \$/ГДР  | -            | -            | -            | 0,2          | 0,3          | 0,3          | 0,4          | 0,5          |
| <b>Балансовый отчет</b>                                 | <b>2015Ф</b> | <b>2016П</b> | <b>2017П</b> | <b>2018П</b> | <b>2019П</b> | <b>2020П</b> | <b>2021П</b> | <b>2022П</b> |
| Денежные средства и их эквиваленты                      | 166          | 100          | 100          | 100          | 120          | 130          | 145          | 160          |
| Краткосрочные инвестиции                                | -            | 65           | -            | -            | -            | -            | 3            | 23           |
| Дебиторская задолженность                               | 31           | 25           | 40           | 51           | 57           | 100          | 116          | 133          |
| Товарно-материальные запасы                             | 29           | 21           | 31           | 37           | 50           | 58           | 68           | 75           |
| Деривативы  | 54           | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -            |
| Расходы будущих лет (предоплата)                        | 27           | 24           | 35           | 46           | 60           | 61           | 99           | 97           |
| Предоплата по налоговым обяза-вам                       | 27           | 20           | 35           | 47           | 63           | 73           | 85           | 89           |
| Итого текущие активы                                    | 334          | 256          | 242          | 282          | 350          | 422          | 516          | 575          |
| Недвижимость, производственные помещения и оборудование | 1 606        | 1 685        | 1 843        | 1 997        | 2 157        | 2 341        | 2 519        | 2 736        |
| Гудвилл   | 32           | 32           | 32           | 32           | 32           | 32           | 32           | 32           |
| Геологоразведочные активы                               | 37           | 35           | 42           | 56           | 63           | 70           | 77           | 77           |
| Наличные, в ограниченном использовании                  | 5,4          | 5            | 5            | 5            | 5            | 5            | 5            | 5            |
| Авансы  | 131          | 136          | 163          | 217          | 245          | 272          | 299          | 299          |
| Деривативы  | 43           | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -            |
| Итого активы  | 2 188        | 2 150        | 2 327        | 2 590        | 2 852        | 3 143        | 3 448        | 3 724        |
| Краткосрочный долг                                      | 15           | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -            |
| Кредиторская задолженность                              | 41           | 30           | 44           | 55           | 73           | 84           | 96           | 109          |
| Прочие текущие обязательства                            | 52           | 15           | 22           | 27           | 36           | 41           | 47           | 53           |
| Итого текущие обяза-ва                                  | 109          | 45           | 66           | 81           | 109          | 126          | 143          | 162          |
| Долгосрочный долг                                       | 936          | 942          | 1 000        | 1 059        | 1 052        | 1 048        | 994          | 844          |
| Отложенные налоговые об-ва                              | 348          | 348          | 348          | 348          | 348          | 348          | 348          | 348          |
| Прочие долгосрочные обязательства                       | 22           | 26           | 30           | 38           | 42           | 46           | 50           | 50           |
| Итого обяза-ва  | 1 415        | 1 361        | 1 443        | 1 526        | 1 551        | 1 567        | 1 535        | 1 404        |
| Капитал   | 1            | 1            | 1            | 1            | 1            | 1            | 1            | 1            |
| Нераспределенная прибыль                                | 772          | 787          | 882          | 1 063        | 1 300        | 1 574        | 1 912        | 2 319        |
| Акционерный капитал                                     | 774          | 788          | 884          | 1 064        | 1 301        | 1 576        | 1 913        | 2 321        |
| Итого обяза-ва и капитал                                | 2 188        | 2 150        | 2 327        | 2 590        | 2 852        | 3 143        | 3 448        | 3 724        |
| <b>Отчет о движении денежных средств</b>                | <b>2015Ф</b> | <b>2016П</b> | <b>2017П</b> | <b>2018П</b> | <b>2019П</b> | <b>2020П</b> | <b>2021П</b> | <b>2022П</b> |
| Операционная деятельность                               |              |              |              |              |              |              |              |              |
| Денежные средства от операционной деятельности          | 153          | 141          | 205          | 217          | 354          | 396          | 467          | 646          |
| Инвестиционная деятельность                             |              |              |              |              |              |              |              |              |
| Денежные средства от инвестиционной деятельности        | (245)        | (237)        | (194)        | (254)        | (269)        | (327)        | (333)        | (400)        |
| Финансовая деятельность                                 |              |              |              |              |              |              |              |              |
| Денежные средства от финансовой деятельности            | (116)        | 31           | (11)         | 37           | (65)         | (59)         | (120)        | (231)        |

Источник: Данные компании, прогноз Халык Финанс

Nostrum Oil and Gas независимая нефтегазовая компания, основной деятельностью которой является добыча, разработка и разведка нефтегазовых месторождений в прикаспийском бассейне Казахстана. Компания имеет четыре лицензионных участка и основным разрабатываемым участком в данный момент является Чинаревское месторождение, площадь которого составляет около 274 кв.км (срок действия лицензии до 2031-2033 гг). В данное время на Чинаревском месторождении добыча ведется на 21 нефтяной и 17 газоконденсатных скважинах.

Доказанные и вероятные запасы (2P) компании на конец 2015 г. по данным Ryder Scott составили 470 млн баррелей, 80%-в которых приходится на Чинаревское месторождение. По запасам, сырая нефть и конденсат составляют около 31%, СУГ (11%) и природный газ (39%).

Средние ежедневные темпы добычи составили 40,4 тыс бнэд в 2015 г. и максимальная средняя ежедневная добыча была в 2013 г. достигла 46.2 тыс бнэд.

Доля экспорта составляет 85% для нефти, 100% для конденсата, 100% для сжиженного газа и 75% для природного газа. По данным компании размер скидки на внутренний составляет около 50%.

Основные стратегические цели компании – это увеличение уровня добычи до 110 тыс бнэд, в основном за счет увеличения объемов бурения и количества скважин, а также за счет строительства третьей линии установки по подготовки газа (УПГ-3), которая позволит компании увеличить производственные мощности по переработке газа до 4,2 млрд куб. м. в год. В текущий момент мощность 1-й и 2-й линий составляет 1,7 млрд куб. м. газа в год. Строительство УПГ-1 и 2 было осуществлено для переработки сырого газа из газоконденсатных пластов и попутного газа, получаемого при переработке нефти в смесь конденсата, СУГ и сухого газа.

Настоящая публикация носит исключительно информационный характер и не является предложением или попыткой со стороны HF купить, продать или вступить в иную сделку в отношении каких-либо ценных бумаг и иных финансовых инструментов, на которые в настоящей публикации может содержаться ссылка, предоставить какие-либо инвестиционные рекомендации или услуги. Указанные предложения могут быть направлены исключительно в соответствии с требованиями применимого законодательства. Настоящая публикация основана на информации, которую мы считаем надежной, однако мы не утверждаем, что все приведенные сведения абсолютно точны. При этом отмечаем, что прошлая доходность не является показателем доходности инвестиций в будущем. Мы не несем ответственности за использование клиентами информации, содержащейся в настоящей публикации, а также за сделки и операции с ценными бумагами и иными финансовыми инструментами, упоминающимися в ней. Мы не берем на себя обязательство регулярно обновлять информацию, которая содержится в настоящей публикации или исправлять возможные неточности. HF, его аффилированные и должностные лица, партнеры и сотрудники, в том числе лица, участвующие в подготовке и выпуске этого материала, оставляют за собой право участвовать в сделках в отношении упоминающихся в настоящей публикации ценных бумаг и иных финансовых инструментов. Также отмечаем, что на ценные бумаги и иные финансовые инструменты, рассматриваемые в настоящей публикации и номинированные в иностранной валюте, могут оказывать влияние обменные курсы валют. Изменение обменных курсов валют может вызвать снижение стоимости инвестиций в указанные активы. Следует иметь в виду, что инвестирование в Американские депозитарные расписки также подвержено риску изменения обменного курса валют, а инвестирование в казахстанские ценные бумаги и иные финансовые инструменты имеет значительный риск. В указанной связи, инвесторы до принятия решения об участии в сделках с ценными бумагами и иными финансовыми инструментами, рассматриваемыми в настоящей публикации, должны проводить собственное исследование относительно надежности эмитентов данных ценных бумаг и иных финансовых инструментов.

Настоящая информация не предназначена для публичного распространения и не может быть воспроизведена, передана или опубликована, целиком или по частям, без предварительного письменного разрешения АО «Halyk Finance».

© 2016, все права защищены.

**Контакты в Halyk Finance:****Департамент исследований**

Мурат Темирханов  
Нурфатима Джандарова  
Борис Бойко  
Станислав Чуев  
Салтанат Мадиева  
Гульмария Жапакова  
Аскар Ахмедов

**Управление**

Директор  
Макроэкономика  
Макроэкономика  
Долговые инструменты  
Долговые инструменты  
Долевые инструменты  
Долевые инструменты

**Телефон**

+7 (727) 244-6541  
+7 (727) 330-0157  
+7 (727) 330-0157  
+7 (727) 244-6538  
+7 (727) 330-0153  
+7 (727) 244-6538  
+7 (727) 330-0157

**E-mail**

[m.temirkhanov@halykfinance.kz](mailto:m.temirkhanov@halykfinance.kz)  
[n.jandarova@halykfinance.kz](mailto:n.jandarova@halykfinance.kz)  
[b.boiko@halykfinance.kz](mailto:b.boiko@halykfinance.kz)  
[s.chuyev@halykfinance.kz](mailto:s.chuyev@halykfinance.kz)  
[s.madiyeva@halykfinance.kz](mailto:s.madiyeva@halykfinance.kz)  
[g.zhapakova@halykfinance.kz](mailto:g.zhapakova@halykfinance.kz)  
[a.akhmedov@halykfinance.kz](mailto:a.akhmedov@halykfinance.kz)

**Департамент продаж**

Мария Пан  
Динара Асамбаева  
Айжана Туралиева  
Дарья Манеева  
Сабина Муканова

**Инвесторы**

Директор  
Институциональные  
Институциональные  
Розничные  
Розничные

**Телефон**

+7 (727) 244-6545  
+7 (727) 244-6991  
+7 (727) 259-6202  
+7 (727) 244-6980  
+7 (727) 259-6203

**E-mail**

[m.pan@halykfinance.kz](mailto:m.pan@halykfinance.kz)  
[d.asambayeva@halykfinance.kz](mailto:d.asambayeva@halykfinance.kz)  
[a.turaliyeva@halykfinance.kz](mailto:a.turaliyeva@halykfinance.kz)  
[d.maneyeva@halykfinance.kz](mailto:d.maneyeva@halykfinance.kz)  
[s.mukanova@halykfinance.kz](mailto:s.mukanova@halykfinance.kz)

**Адрес:**

Halyk Finance  
пр. Аль-Фараби, 19/1, БЦ "Нурлы-Тай", 3Б  
050013, Алматы, Республика Казахстан  
Тел. **+7 (727) 244 6540**  
Факс. **+7 (727) 259 0593**

Bloomberg  
Thomson Reuters  
Factset  
Capital IQ  
[www.halykfinance.kz](http://www.halykfinance.kz)

HLFN  
Halyk Finance  
Halyk Finance  
Halyk Finance