

### Обзор результатов за 1П2016 г.

5 Октября 2016 г.

Алтынай Ибраимова

a.ibraimova@halykfinance.kz

Тикер	NOG LN
Рекомендация	<b>Держать</b>
Текущая цена, GВр/акцию (04.10.2016)	283
Целевая цена (12-мес), GВр/акцию	315
<b>Ожидаемый потенциал роста/снижения</b>	<b>11%</b>
Кол-во простых акций, млн	188
Средний ежедневный объем торгов за 3М, \$	290 851
Доля акций в свободном обращении	57%
Рыночная капитализация (\$ млн)	499
<b>Основные акционеры:</b>	
MaiFair Investments	26%
Clarement Holdings	13%
Baring Vostok Co.	15%

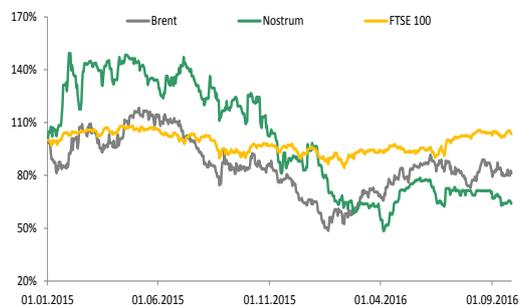
Фин. показатели (млн \$)	2015Ф	2016П	2017П
Доходы	449	327	489
ЕВITDA	229	152	261
Чистая прибыль	-94	50	36
Собственный капитал	774	823	859
Чистый долг	781	845	902
EPS (\$)	-0.5	0.3	0.2

Оценка	2015Ф	2016П	2017П
Чистый долг/ЕВITDA (x)	3.4	5.5	3.5
Долг/Капитал	0.4	0.4	0.4
EV/Sales	3.5	4.9	3.4
EV/ЕВITDA (x)	6.8	10.6	6.4
P/E (x)	н/д	15.5	21.4
P/B (x)	1.0	0.9	0.9

Динамика стоимости акций	Абс.	Отн. FTSE 100
1М	19%	3.9%
3М	-10%	-18.7%
С начала года	-33%	-48.7%
Максимум за 52 недели	406	-
Минимум за 52 недели	203	-

Источник: данные компании, Блумберг, прогноз ХФ

Рис 2. Динамика цен на нефть, доходность акций NOG, индекс FTSE 100.



Источник: Блумберг

В связи с неутешительными результатами 1П2016 г., в частности, снижением выручки на 40% (г/г) и получением внушительного убытка по производным финансовым инструментам в 1П2016 г. мы ожидаем слабые операционные и финансовые результаты по итогам 2016 г. и снижаем нашу 12М целевую цену до GВр315/ГДР. При этом, мы считаем, что Компании удастся согласно плану увеличить объемы добычи до 50 тыс. бнэд (+30%) к 2017 г. и при консенсус прогнозе цены на нефть в 50/баррель в 2017 г. мы ожидаем улучшения операционных и финансовых показателей Компании, в связи с чем сохраняем рекомендацию «Держать».

**Финансовые результаты за 1П2016 г.** Выручка снизилась на 40% г/г до \$163,4млн, в основном за счет падения средней цены на нефть Brent на 31% (г/г). Объем добычи сократился на 12% (г/г), что также оказало давление на результаты. Снижение доходов было частично компенсировано сокращением общих и административных расходов на 23%, финансовых затрат на 9% и расходов на реализацию и транспортировку на 32%. При этом, основным негативным фактором выступил убыток по производным финансовым инструментам, отношение которого к выручке составило 25% (1,4% в 1П2015 г.). В итоге, Компания признала чистый убыток в размере \$55,8млн против прибыли в 1П2015 г. в размере \$15,2млн.

**Текущая операционная деятельность за 1П2016 г.** Среднесуточная добыча снизилась на 12,1% г/г до 38,9 тыс. бнэд. Компания подтвердила планы добычи по итогам 2016 г. на уровне 40 тыс. бнэд. Завершение строительства УПГ-3<sup>1</sup> по-прежнему остается запланированным на 2017 г. Будущие денежные платежи для УПГЗ на конец 1П2016 г. составляют \$181 млн, из которых \$93 млн запланированы до конца 2016 г. и \$88 млн планируются в 2017 г.

**Контракт на хеджирование.** Значительное давление на результаты оказал убыток по производным финансовым инструментам в размере \$40,7млн, отражаемый Компанией как результат хеджирования цены на нефть ниже \$49,16. При этом, пут опцион, купленный в рамках договора хеджирования, на конец 1П2016 г. не реализован и без учета убытка по деривативам, чистый убыток Компании составляет \$15,1 млн, что ниже на 73% фактического чистого убытка в \$55,8млн. По итогам 2016 г. мы не ожидаем изменений размера убытка по контракту хеджирования, поскольку природа данного убытка недостаточно транспарентная.

**Низкие цены на нефть и текущая долговая нагрузка как сдерживающие факторы роста.** Общая задолженность остается на уровне \$960 млн и чистый долг – около \$845 млн (Долг/ЕВITDA на конец 2016 г. ожидается на уровне 5,5x). Влияние низких цен на нефть более ощутимо при относительно скромных масштабах производственной деятельности (добыча на уровне 40 тыс. бнэд).

**Снижение 12М ЦЦ до 315 GВр.** На основании слабых результатов 1П2016 из-за низких цен на нефть, оказывающих ключевое влияние на рост объемов добычи и финансовые показатели 1П2016 г., мы снижаем нашу 12М ЦЦ до 315GВр/ГДР, сохраняя рекомендацию «Держать».

<sup>1</sup> См. Приложение 3

**Рис. 3. Финансовые показатели**

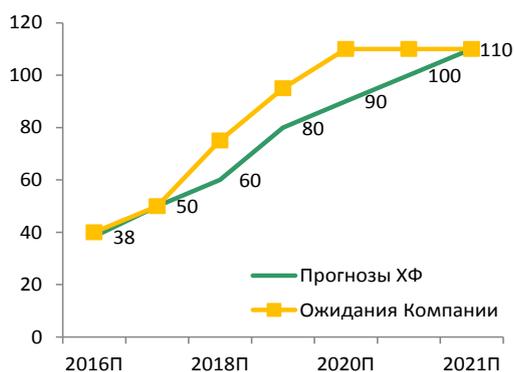
В млн. \$	1П2016	1П2015	г/г
Выручка	163.5	274.1	-40%
Себестоимость	-94.5	-100.8	-6%
<b>Валовая прибыль</b>	<b>69.0</b>	<b>173.3</b>	<b>-60%</b>
Общие и административные расходы	-19.5	-25.0	-22%
Расходы на реализацию и транспортировку	-37.3	-52.6	-29%
Финансовые затраты	-21.2	-24.1	-12%
Финансовые затраты - реорганизация	0.0	-1.1	-100%
Корректировка до справ. стоимости опционов на акции сотрудников	2.0	-2.7	-173%
Убыток от курсовой разницы	-6.8	-1.2	446%
Убыток по производным финансовым инструментам	-40.7	-3.8	979%
Доход по процентам	0.2	0.1	117%
Прочие доходы	4.0	3.0	33%
Прочие расходы	-6.3	-14.1	-55%
<b>(Убыток)/прибыль до налогов</b>	<b>-56.6</b>	<b>51.8</b>	<b>н/д</b>
Расходы по КПН	0.7	-36.6	-102%
<b>(Убыток)/прибыль за период</b>	<b>-55.8</b>	<b>15.2</b>	<b>н/д</b>

Источник: Данные Компании

**Рис. 4. Финансовые показатели без учета убытка по деривативам**

В млн. \$	1П2016	1П2015	г/г
Выручка	163.5	274.1	-40%
Себестоимость	-94.5	-100.8	-6%
<b>Валовая прибыль</b>	<b>69.0</b>	<b>173.3</b>	<b>-60%</b>
Общие и административные расходы	-19.5	-25.0	-22%
Расходы на реализацию и транспортировку	-37.3	-52.6	-29%
Финансовые затраты	-21.2	-24.1	-12%
Финансовые затраты - реорганизация	0.0	-1.1	-100%
Корректировка до справ. стоимости опционов на акции сотрудников	2.0	-2.7	-173%
Убыток от курсовой разницы	-6.8	-1.2	446%
Доход по процентам	0.2	0.1	117%
Прочие доходы	4.0	3.0	33%
Прочие расходы	-6.3	-14.1	-55%
<b>(Убыток)/прибыль до налогов</b>	<b>-15.8</b>	<b>55.6</b>	<b>н/д</b>
Расходы по КПН	0.7	-36.6	-102%
<b>(Убыток)/прибыль за период</b>	<b>-15.1</b>	<b>19.0</b>	<b>н/д</b>

Источник: Данные Компании

**Рис 5. Прогноз добычи, тыс. бнэ**


Источник: Данные компании, прогноз Халык Финанс

**Обзор финансовых результатов за 1П2016**

Выручка Компании составила \$163,4млн, сократившись на 40% г/г. Компания сократила доход от реализации нефти и газового конденсата на 42% г/г до \$106,3млн и доход от продажи газа и СУГ – на 37% г/г до \$57,1млн. Основным сдерживающим фактором выступила цена на нефть, снижение средней цены марки Brent составило 31% с \$59,4 в течение 1П2015 г. до \$41 в течение отчетного периода. Доходы от продаж на экспорт составили \$136,9млн, снизившись на 47,2% г/г. Выручка от продаж на внутреннем рынке, напротив, увеличилась на 81% до \$27млн.

В отчетном периоде Компании удалось уменьшить себестоимость реализации на 6% г/г до \$94,5млн, преимущественно, благодаря сокращению расходов по ремонту и обслуживанию на 25,2% г/г и заработной платы (-44% г/г), что в основном связано с девальвацией тенге, а также благодаря снижению размера роялти (-57% г/г) вследствие снижения доходов. На основе бнэ., себестоимость продаж слегка увеличилась на 4% до \$13,43 и чистая себестоимость продаж за вычетом амортизации за бнэ. увеличилась на 24% до \$4,49. В 1П2016 г. по сравнению с аналогичным периодом прошлого года Компания существенно сократила общие и административные расходы (-22% г/г). В связи с уменьшением тарифов на железнодорожные перевозки и аренду железнодорожных цистерн расходы на реализацию и транспортировку также сократились на 29% г/г.

По итогам 1П2016 г. Компания признала существенный убыток по производным финансовым инструментам в размере \$40,7млн по сравнению с убытком \$3,8млн в 1П2016 г. Доля убытка по производным финансовым инструментам составляет 25%. Сокращение общих и административных расходов, финансовых затрат и расходов на реализацию и транспортировку не смогло в достаточной степени нивелировать получение убытка по производным финансовым инструментам. В итоге в 1П2016 г. Компания признала чистый убыток в размере \$55,8млн против прибыли годом ранее в размере \$15,2млн.

**Прогнозы добычи**

По итогам 1П2016 г., среднесуточная добыча снизилась на 12,1% г/г до 38,9 тыс. бнэ., в основном, в связи с переходом на более экономичный наклонный тип бурения. Компания подтвердила планы добычи по итогам 2016 г. на уровне 40 тыс. бнэ.

Напомним, что последний обзор по запасам Nostrum был проведен компанией Ryder Skott в декабре 2015 г. Согласно данным, резервы категории 2P (доказанные и вероятные) сократились на 101 млн бнэ до 470 млн бнэ, преимущественно, вследствие нефтяного шока, которое повлекло за собой изменение в типах скважин для будущего бурения – Nostrum перешла от горизонтального типа бурения к наклонному, который требует меньше затрат. При этом, более низкая производительность наклонных скважин против горизонтальных скважин означает, что резервы снижаются на протяжении действия лицензионного периода.

Завершение строительства УПГ-3 остается запланированным на 2017 г.

Будущие денежные платежи для УПГЗ на конец 1П2016 г. составляют \$181 млн, из которых \$93 млн запланированы до конца 2016 г. и \$88 млн планируются в 2017 г.

Рис. 6. 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	-26%
СУГ	52		52	68		68	-24%
Природный газ	184		184	207		207	-11%
<b>Всего</b>	<b>383</b>	<b>87</b>	<b>470</b>	<b>473</b>	<b>98</b>	<b>571</b>	<b>-18%</b>

Источник: Данные компании

Рис. 7. 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	43	50	55	62	64	67	70
СУГ (\$/тонну)	749.1	400.7	335.8	353.0	410.4	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>									
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. бнэ	17	15	14	18	22	29	32	36	40
Нефть и конденсат	620	298	194	285	398	658	770	890	1 018
Природный газ	162	151	133	204	264	384	450	520	595
Экспорт	676	427	306	457	620	979	1 146	1 324	1 514
Внутренний рынок	106	22	22	33	43	64	74	86	98
<b>Итого</b>	<b>782</b>	<b>449</b>	<b>327</b>	<b>489</b>	<b>662</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

Основной драйвер роста добычи и выручки – цена на нефть. Мы придерживаемся консенсус прогноза цен на нефть - \$43-62/баррель в 2016-2019 гг., на природный газ в \$2,3-\$3,0/тыс. БТЕ (британская термическая единица) в 2017-2019 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.

В 1П2016 г. денежная себестоимость барреля нефти составила \$13,4, увеличившись на 4%. По итогам 2016 г. мы ожидаем дальнейшего увеличения себестоимости барреля нефти до \$18 за вычетом расходов на износ.

Учитывая итоги 1П2016 г. по результатам 2016 г. мы ожидаем снижения добычи на 5% от плана, маржу операционной прибыли на уровне 7,5% и отрицательную маржу чистой прибыли.

В 2017 г. мы ожидаем значительного улучшения финансовых показателей, чему, по нашему мнению, будет способствовать завершение программ бурения и введение в эксплуатацию скважин. Напомним, что завершение УПГЗ компания планировала в 2016 г., однако ввиду низких цен на нефть и с учетом корректировок касательно капитальных расходов на бурение и строительство УПГ-3, завершение УПГ-3 произойдет не ранее 2017-2018 гг.

Согласно заявлениям Компании, в результате падения цен на нефть в текущем году выплаты дивидендов не предполагается, что оправдывает наши ожидания ввиду ограниченности собственных денежных средств у Компании.

### Капитальные затраты

Капитальные затраты на бурение добывающих скважин в 2016 г. остаются в пределах 50 млн. долл. США на год. Компания планирует осуществить поэтапное завершение строительства УПГ-3 с капитальными расходами в \$93 млн во 2П2016 г. и \$88 млн в 2017 г. В нашей модели, мы ожидаем, что капитальные расходы на строительство УПГ-3 во 2П2016 г. не превысят \$100 млн относительно плана в \$162 млн. Мы связываем это с заявлением компании, что платежи на УПГ-3 в 2016-2017 гг. 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. 8. 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	88	-	-	-
Прогноз ХФ	100	142	-	-	-

Источник: Данные компании, прогноз Халык Финанс

Рис. 9. Цена на нефть Brent  
Превышение \$49,16/баррель наблюдается лишь в конце 2кв2016 г.



### Контракт на хеджирование

В декабре 2015 г. Компания Nostrum продлила свою предыдущую сделку хеджирования, заключив новую сделку хеджирования для 15 тыс. баррелей нефти в день с ценой реализации 49,16 долларов США за баррель. Стоимость хеджирования была полностью выплачена от продажи предыдущего хеджирования Компании на сумму в \$92 млн. Новое хеджирование имеет срок действия в 24 месяца, со сроком погашения в декабре 2017 г., и произведением денежных расчетов на ежеквартальной основе. В 1П2016 г. от сделки хеджирования Компания получила \$24,8 млн.

По итогам 1П2016 г. убыток по производным финансовым инструментам составил \$40,7 млн, увеличившись в 11 раз по сравнению с 1П2015 г. и оказав существенный негативный эффект на финансовые результаты Компании. Доля убытка по производным финансовым инструментам в выручке составила 25%. Компания оценивает этот убыток как «не отвечающий требованиям учета хеджирования».

По нашему мнению, природа убытка по производным инструментам не до конца ясна, так как в течение отчетного периода цены на нефть почти всегда находились в пределах диапазона цен, зафиксированных в контракте хеджирования, поднимаясь выше лишь в течение 7 дней во 2кв.2016 г. Пут опцион, купленный в рамках договора хеджирования, на конец 1П2016 г. не реализован и без учета убытка по деривативам, чистый убыток компании составляет \$15,1 млн против фактического чистого убытка в \$55,8млн (Рис.9). В связи с этим по итогам 2016 г. мы не ожидаем изменений размера убытка по контракту хеджирования.

### Расчет 12М ЦЦ

На основании полугодовых результатов и прогнозов по добыче нефти на 2016-2017 гг. мы снижаем целевую цену по акциям NOG до GBp315/акцию, оставляя рекомендацию Держать. 12М целевая цена по отношению к текущей подразумевает доходность в 11,8%.

Мы полагаем, что акции Компании могут быть интересны для долгосрочного инвестирования. Драйвером роста могут выступить достижение/превышение плановых объемов добычи нефти. При этом, основным фактором дальнейшего развития Компании является цена на нефть. Сдерживающим фактором

Рис. 10. Расчет стоимости капитала NOG

Ставка ГЦБ США 10 л	1.9%
Разница инфляции РК-США	2.0%
Номинальная безрисковая ставка	3.8%
Премия рыночного риска	7.0%
Бета	1.00
Риск по ликвидности	1.0%
Страновой риск	2.9%
<b>Стоимость капитала</b>	<b>14.7%</b>
Долг/Капитал	0.43
<b>Ставка долга</b>	<b>11%</b>
<b>WACC</b>	<b>13.7%</b>

Источник: Расчеты ХФ

может выступить кредитный риск. На конец 1П2016 г. общая задолженность Компании остается на уровне \$960 млн и чистый долг – около \$845 млн. По нашим прогнозам, отношение чистого долга к показателю EBITDA на конец текущего года составит 5,5х.

Рис. 11. Расчет 12М ЦЦ в \$ млн, цена за акцию GBp

	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П	2021П	2022П
Выручка	327	489	662	1 043	1 220	1 410	1 613
Операционные расходы	302	349	393	487	543	602	666
<b>ЕБИТ</b>	<b>25</b>	<b>140</b>	<b>269</b>	<b>556</b>	<b>677</b>	<b>807</b>	<b>947</b>
- Прочие налоги	-26	-36	-48	-81	-93	-110	-123
+ Прочие фин. Доходы	0	1	0	0	0	1	1
- КПН	-1	-37	-77	-177	-213	-260	-313
+ Амортизация	128	121	122	131	142	152	163
- Капитальные затраты	-172	-258	-249	-263	-327	-329	-381
- Изменение оборотного капитала	-22	-16	-21	-41	-45	-58	-6
<b>Свободные денежные потоки</b>	<b>-69</b>	<b>-85</b>	<b>-5</b>	<b>125</b>	<b>141</b>	<b>203</b>	<b>288</b>
WACC	13.7%						
PV (сумма своб. ден. потоков)	346						
Терминальный рост	2%						
PV (терминальной стоимости)	1 211						
EV	1 557						
Чистый Долг	791						
Капитал	857						
Курс \$/GBp	1,3						
<b>Целевая цена 12М (GBp)</b>	<b>315</b>						

Источник: Данные компании, прогноз Халык Финанс

#### Риски и перспективы роста

Изменения в рыночной цене сырой нефти выступают основным риском для деятельности Nostrum Oil and Gas, поскольку формирование цен на весь объем сырой нефти, конденсата и сжиженного природного газа прямо или косвенно зависит от цен на нефть.

От цены на нефть также зависит результат сделки хеджирования. В случае, если на момент реализации пут опциона цена на нефть будет выше \$49,16 за доллар, Компания подвержена риску получения значительного убытка, который как в случае с итогами 1П2016 г. может негативно сказаться на финансовом результате.

Дополнительные риски – это страновые риски, регуляторные риски. В частности, Компания подвержена риску разногласия с Правительством Казахстана относительно ее деятельности по недропользованию или выполнению требований договоров по недропользованию.

**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	327	489	662	1 043	1 220	1 410	1 613
Себестоимость (вкл. амортизацию)	(187)	(189)	(200)	(221)	(272)	(304)	(337)	(373)
Валовая прибыль	262	138	289	441	771	916	1 073	1 240
Административные расходы	(49)	(39)	(45)	(46)	(46)	(46)	(47)	(48)
Расходы на транспортировку и маркетинг	(93)	(74)	(104)	(126)	(169)	(192)	(218)	(245)
Операционная прибыль	120	25	140	269	556	677	807	947
Износ и амортизация	109	128	121	122	131	142	152	163
ЕБИТДА	229	152	261	391	687	819	959	1 110
Финансовые расходы	(44)	(42)	(42)	(49)	(53)	(76)	(75)	(68)
Амортизация дисконта	(1)	(1)	(1)	(2)	(3)	(4)	(4)	(5)
Прибыль по деривативу	37	(41)	-	-	-	-	-	-
Убыток по курсовой разнице	(21)	(7)	-	-	-	-	-	-
Прочие налоги (эксп. там. пошлина)	(15)	(13)	(17)	(23)	(41)	(46)	(55)	(61)
Прочие неопер. доходы	13	8	12	16	26	30	35	39
Прочие неопер. расходы	(17)	(13)	(19)	(26)	(40)	(47)	(55)	(62)
Прибыль до вычета налогов	72	(84)	73	186	444	534	654	791
Налог на прибыль	(167)	(1)	(37)	(77)	(177)	(213)	(260)	(313)
Чистая прибыль	(94)	(85)	36	109	267	321	394	478
Доходность \$/ГДР	(0.5)	0.3	0.2	0.6	1.4	1.7	2.1	2.5
Дивиденды \$/ГДР	-	-	-	0.1	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	98	100	120	130	145	160
Краткосрочные инвестиции	-	102	-	-	-	-	-	-
Дебиторская задолженность	31	24	34	44	57	100	116	133
Товарно-материальные запасы	29	21	29	36	50	58	69	75
Деривативы	54	-	-	-	-	-	-	-
Расходы будущих лет (предоплата)	27	23	29	39	60	61	99	97
Предоплата по налоговым обяз-вам	27	20	29	40	63	73	85	89
Итого текущие активы	334	290	219	258	350	422	513	553
Недвижимость, производственные помещения и оборудование	1 606	1 685	1 842	1 992	2 147	2 332	2 510	2 728
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	2 184	2 304	2 561	2 842	3 134	3 436	3 694
Краткосрочный долг	15	-	-	-	-	-	-	-
Кредиторская задолженность	41	30	41	52	73	84	96	109
Прочие текущие обязательства	52	15	20	25	36	41	47	53
Итого текущие обяз-ва	109	45	62	77	109	126	144	162
Долгосрочный долг	936	942	1 005	1 130	1 131	1 134	1 085	924
Отложенные налоговые об-ва	348	348	348	348	348	348	348	348
Прочие долгосрочные обязательства	22	26	30	38	42	46	50	50
Итого обяз-ва	1 415	1 360	1 444	1 593	1 629	1 653	1 626	1 484
Капитал	1	1	1	1	1	1	1	1
Нераспределенная прибыль	772	822	858	967	1 212	1 480	1 809	2 209
Акционерный капитал	774	823	859	968	1 213	1 481	1 811	2 210
Итого обяз-ва и капитал	2 188	2 184	2 304	2 561	2 842	3 134	3 436	3 694

<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	268	69	149	327	387	458	635
Инвестиционная деятельность								
Денежные средства от инвестиционной деятельности	(245)	(275)	(156)	(249)	(263)	(327)	(329)	(381)
Финансовая деятельность								
Денежные средства от финансовой деятельности	(116)	31	(6)	103	(44)	(50)	(113)	(239)

Источник: Данные Компании и прогнозы ХФ

**Приложение 2. Чувствительность целевой цены**

Чувствительность целевой цены к цене на нефть и добычу в 2017 г.

	<b>Цена на нефть, \$/баррель</b>								
	<b>48</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>54</b>	<b>56</b>	<b>58</b>	<b>60</b>	<b>63</b>	
<b>45</b>	144	163	243	283	303	402	362	442	
<b>48</b>	218	239	323	365	386	491	449	535	
<b>50</b>	293	315	404	448	470	586	538	634	
<b>53</b>	368	391	484	532	557	682	632	732	
<b>55</b>	443	467	569	621	647	778	726	831	
<b>58</b>	519	546	655	710	737	875	820	930	
<b>60</b>	599	627	742	799	828	971	1028	1086	
<b>61</b>	718	777	835	864	951	1010	1068	1126	
<b>62</b>	752	811	870	900	989	1048	1108	1167	
<b>63</b>	786	846	906	936	1027	1087	1147	1207	

Источник: Расчеты ХФ

Приложение 3. Краткое описание компании

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.

АО «Halyk Finance» (далее - HF), дочерняя организация АО «Народный банк Казахстана».

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  
Асан Курманбеков  
Эльмира Арнабекова  
Станислав Чуев  
Салтанат Мадиева  
Алтынай Ибраимова  
Диас Кабылтаев

##### Управление

Директор  
Макроэкономика  
Макроэкономика  
Долговые инструменты  
Долговые инструменты  
Долевые инструменты  
Долевые инструменты

##### E-mail

[m.temirkhanov@halykfinance.kz](mailto:m.temirkhanov@halykfinance.kz)  
[a.kurmanbekov@halykfinance.kz](mailto:a.kurmanbekov@halykfinance.kz)  
[e.arnabekova@halykfinance.kz](mailto:e.arnabekova@halykfinance.kz)  
[s.chuyev@halykfinance.kz](mailto:s.chuyev@halykfinance.kz)  
[s.madiyeva@halykfinance.kz](mailto:s.madiyeva@halykfinance.kz)  
[a.ibraimova@halykfinance.kz](mailto:a.ibraimova@halykfinance.kz)  
[d.kabyltayev@halykfinance.kz](mailto:d.kabyltayev@halykfinance.kz)

##### Департамент продаж

Мария Пан  
Динара Асамбаева  
Айжана Туралиева  
Дарья Манеева  
Сабина Муканова

##### Инвесторы

Директор  
Институциональные  
Институциональные  
Розничные  
Розничные

##### 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. Абая, 109 «В», 5 этаж  
A05A1B4, Алматы, Республика Казахстан  
Тел. +7 727 357 31 77  
[www.halykfinance.kz](http://www.halykfinance.kz)

#### Bloomberg

HLFN

#### Thomson Reuters

Halyk Finance

Factset