

Nostrum Oil&Gas

Сабина Амангельды

s.amangeldi@halykfinance.kz

+7 (727) 330 01 53

Курс на дальнейший рост

25 июля, 2014

Прогноз

Стабильный

Еврооблигации

Дата погаш.	Объем, млн \$	Купон	Дох. спроса	Рекомен.
ноя-19	560	7,13%	5,0%	Держать
фев-19	400	6,38%	4,9%	Держать

Рейтинг

	Долгос роч.	Старш . необ.	Прогн.	Дата обновл.
S&P	B+	B+	стабил.	авг-13
Moody's	B2	B2	стабил.	фев-14

Основные финансовые показатели

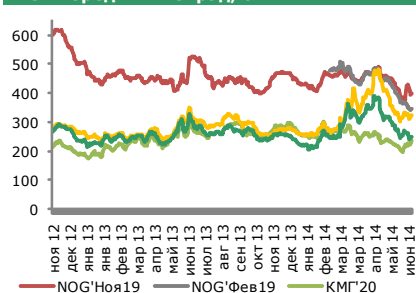
(млн \$)	2012	2013	1кв2014
Доход	737,1	895,0	227,0
ЕБИТДА	435,0	545,6	163,0
Операц. денеж.поток	291,8	358,6	53,8
Чистый долг	371,5	384,3	402,2

Ключевые коэффициенты

	2012	2013	1кв2014
Маржа ЕБИТДА	59,0%	61,0%	71,4%
ЕБИТДА/Проз. расходы*	6,1x	9,7x	8,0x
Чистый долг/ЕБИТДА	0,9x	0,7x	0,6x
Долг/ЕБИТДА	1,4x	1,2x	1,6x
Опер.ден.поток /чистый долг	0,5x	0,9x	0,5x

Источник: данные компании, прогнозы ХФ
 *включает капитализированные процентные расходы

Рис 1. Средний Z-спред, бп



Источник: Bloomberg

Мы начинаем кредитное покрытие Nostrum Oil&Gas (NOG) (NR/B2/B+), независимой нефтегазовой компании по разведке, добыче и продаже нефти и газа в Казахстане. Мы рекомендуем Держать обе облигаций компании – NOG Ноя'19 и NOG Фев'19 .

Основные преимущества компании отражены низким уровнем чистой финансовой нагрузки в 0,6x, высоким коэффициентом покрытия процентных расходов в 8,0x и устойчивым уровнем маржи ЕБИТДА в 71% в 1кв2014. Мы ожидаем незначительное ухудшение кредитных показателей во 2кв в связи с размещением еврооблигаций, но по мере наращивания производства, после завершения третьего блока подготовки газа, они начнут восстанавливаться. Кредитный профиль компании также поддерживается существенными объемами запасов и налаженным производством, объемы которого по планам должны удвоиться в течение трех лет.

Однако данные преимущества частично сдерживаются следующими факторами риска: большие инвестиционные потребности, высокая концентрация активов, регуляторные риски и риски, связанные с логистикой. Главным кредитным риском является амбициозный план роста NOG, который подразумевает увеличение запасов в три раза в долгосрочной перспективе. Мы ожидаем, что крупные инвестиции в инфраструктуру и агрессивная стратегия приобретений будут расходовать весь свободный денежный поток в среднесрочной перспективе и повысят уровень долговой нагрузки. Однако в случае если результаты буровых работ на новоприобретенных месторождениях окажутся успешными, это поможет снизить риск высокой концентрации активов. Регуляторные изменения, касающиеся роялти и налогов, могут отрицательно повлиять на кредитный профиль компании, в частности на уровень прибыльности. Однако влияние данных изменений ограничено гарантией стабильности налогового режима, включенной в соглашение о разделе продукции (СРП). Кроме всего прочего, перед компанией стоят логистические ограничения, связанные с единственным маршрутом транспортировки.

Основными ожидаемыми катализаторами улучшения кредитного профиля являются успешный запуск и эксплуатация третьего блока подготовки газа (который удвоит производство) и результаты буровых работ на существующих и новых месторождениях.

Помимо улучшения корпоративного управления, недавно полученный премиальный листинг компании на Лондонской бирже (LSE) улучшит ликвидность акций компании и, следовательно, увеличит рыночную капитализацию, что в свою очередь может улучшить возможности привлечения долга.

Главными акционерами NOG являются Claremont Holdings (28%), КазСтройСервис (27%) и Baring Vostok Capital (13%).

Амбициозная долгосрочная стратегия роста. В долгосрочной перспективе компания планирует утроить доказанные запасы до 700 млн. бнэ путем органического и неорганического роста. По нашему мнению, компания будет рассматривать дальнейшие возможности покупки близлежащих месторождений, используя преимущества своего доминирующего положения в инфраструктуре региона. Однако решение следовать агрессивной стратегии приобретений станет отрицательным фактором для кредитного профиля, потребует дополнительных инвестиций, которые окажут давление на ликвидность и увеличат уровень долговой нагрузки компании.

Высокие инвестиционные потребности. Компания планирует выполнить инвестиционную программу на сумму \$1,1 млрд в 2013-2016гг., которая включает в себя затраты на строительство Фазы 2 на газоперерабатывающем заводе, второго блока подготовки нефти и расходы на буровые работы. Часть капитальных инвестиций будет профинансирована за счет выпуска еврооблигаций на сумму \$400 млн, проведенного в феврале 2014 года, а остальную часть компания планирует профинансировать с помощью операционных денежных потоков.

Регуляторные риски. Основные регуляторные риски связаны со стабильностью налогового режима и регулированием рынка газа. Исключение статьи о стабильности налогового режима из СРП и принуждение к исполнению минимальных требований по обеспечению газа внутри страны могут негативно повлиять на прибыльность и кредитный профиль NOG.

Низкая вероятность повышения рейтинга. Несмотря на стабильные кредитные показатели и высокий потенциал роста, положительные рейтинговые действия не ожидаются в ближайшее время в связи с высокой концентрацией активов и относительно небольшим размером компании. Мы не исключаем негативного рейтингового действия, если компания будет покупать новые крупные активы с помощью долгового финансирования, что приведет к ухудшению финансового и ликвидного профиля компании.

Сильные результаты 1кв2014. Несмотря на небольшое снижение выручки (-0,7% г/г), EBITDA выросла на 6,8% г/г до \$163млн, тогда как маржа EBITDA улучшилась до 71,4% (+4,7пп г/г) благодаря сокращению операционных расходов. Среднесуточный объем производства составил 48 350 бнэ (+4,5% г/г), что превышает годовой план компании на 2014 год свыше 45 000 бнэ и наш прогноз в 46 178 бнэ. Nostrum потратил \$50,2млн на капитальные инвестиции в 1кв2014, в то время как наш годовой прогноз составляет \$450млн. Соотношение чистого долга к EBITDA улучшилось с 0,7х до 0,6х благодаря росту EBITDA.

Рекомендация. По нашему мнению, высокий потенциал роста и устойчивый кредитный профиль наряду с благоприятными условиями налогового режима СРП отражены в и без того узких

спрэдах еврооблигаций. Даже если новые приобретения представляют риск для кредитоспособности компании, мы считаем, что они не будут внезапными, учитывая предсказуемость стратегии роста компании. На основе относительной оценки, обе еврооблигации оценены справедливо по отношению к еврооблигациям НК КМГ (BBB-/Baa3/BBB-), но торгуются слишком близко к бумагам российских независимых нефтегазовых компаний. Еврооблигации NOG на данный момент торгуются на 86bp выше, чем КМГ'20, что является справедливым, учитывая разницу в рейтинговой оценке в четыре уровня (120bp) и разницу в сроке погашения в один год (-30bp). Однако еврооблигации NOG торгуются на одном уровне с Новатэк'2021 (BBB-/Baa3/BBB-) и только на 73bp выше, чем Лукойл'19 (BBB-/Baa2/BBB), что является исторически самым низким спрэдом, по нашему мнению. Мы думаем, что дальнейший потенциал сужения спреда ограничен и рекомендуем Держать еврооблигации NOG.

Обзор бизнеса

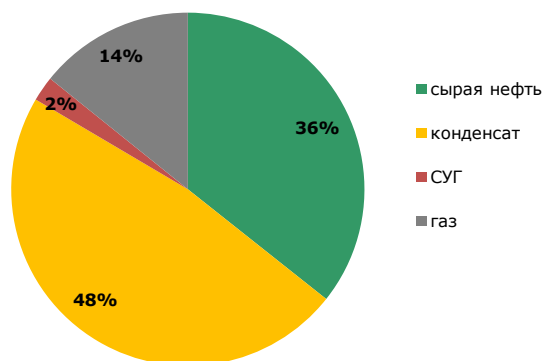
Nostrum Oil&Gas является независимой нефтегазовой компанией с единственным существующим производящим активом - Чинаревское месторождение, расположенным на Западе Казахстана. Компания работает на основаниях Соглашения о Разделе Продукции (СРП) и лицензии на право недропользования, которые истекают в 2031-2033 гг. в зависимости от участка месторождения. Запасы категории 1P (доказанные) и 2P (доказанные+вероятные) компании составили 199,2млн бнэ (+2% г/г) и 382,3млн бнэ (+12,9% г/г), соответственно, на 31 августа 2013 года. Среднесуточный объем производства в 2013 году составил 46 178 бнэ (+25% г/г). В 2013 году компания приобрела право недропользования на месторождениях Ростошинское, Даринское и Южно-Гремяченское, расположенных примерно в 60-120км от Чинаревского месторождения за \$16млн.

28% акций NOG принадлежат Claremont Holdings, 27% - КазСтройСервис и 13% - Baring Vostok Capital. Остальная часть акций (32%) находится в свободном обращении.

Основными активами NOG являются блок подготовки нефти мощностью 0,4млн тонн нефти в год, ряд нефтесборных и транспортных трубопроводов, 17-км газопровод с месторождения до газопровода Оренбург-Новопсков, 120-км нефтепровод до железнодорожного терминала Ростоши возле Уральска, железнодорожный терминал Ростоши, газотурбинная электрическая станция мощностью в 15МВт и газоперерабатывающий завод (ГПЗ).

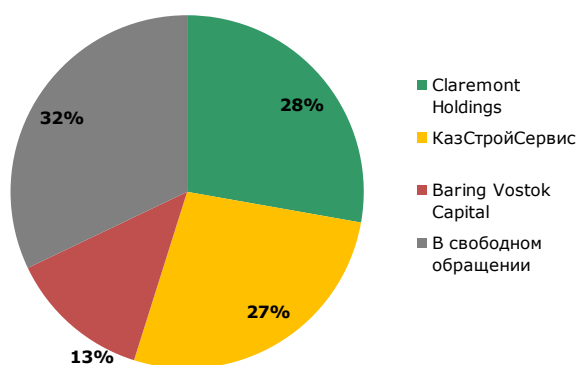
Техническое строительство Фазы 1 на ГПЗ, состоящей из двух блоков подготовки газа (БПГ), каждый мощностью в 0,85млрд куб.м в год, было завершено в сентябре 2010 года. Фаза 1 была введена в эксплуатацию в декабре 2011 г., что позволило компании производить стабилизированный конденсат, сжиженный углеводородный газ и сухой газ. До ноября 2011 года компания получала доход только от продаж сырой нефти. В настоящее время месторождение Чинаревское является единственным источником дохода для компании.

Рисунок 2. Структура дохода на конец 2012 года



Источник: данные компании

Рисунок 3. Структура акционеров



Чинаревское месторождение

NOG¹ получил лицензию на разведку и добычу на месторождении Чинаревское в мае 1997 года. В октябре 1997 года компания подписала соглашение о разделе продукции с правительством Казахстана. Срок действия лицензии и СРП установлен до 2031 года по Южно-Западному турнейскому коллектору и до 2033 года по остальной части месторождения. Контракт предусматривает площадь в 274 кв. км. Промышленная добыча сырой нефти на месторождении началась в январе 2007 года.

Расположение месторождения является выгодным, так как оно находится недалеко от границы Казахстана с Россией, основных региональных и международных железнодорожных путей и нефтяных и газовых трубопроводов, что позволяет компании сохранять твердый контроль над расходами.

Другие месторождения

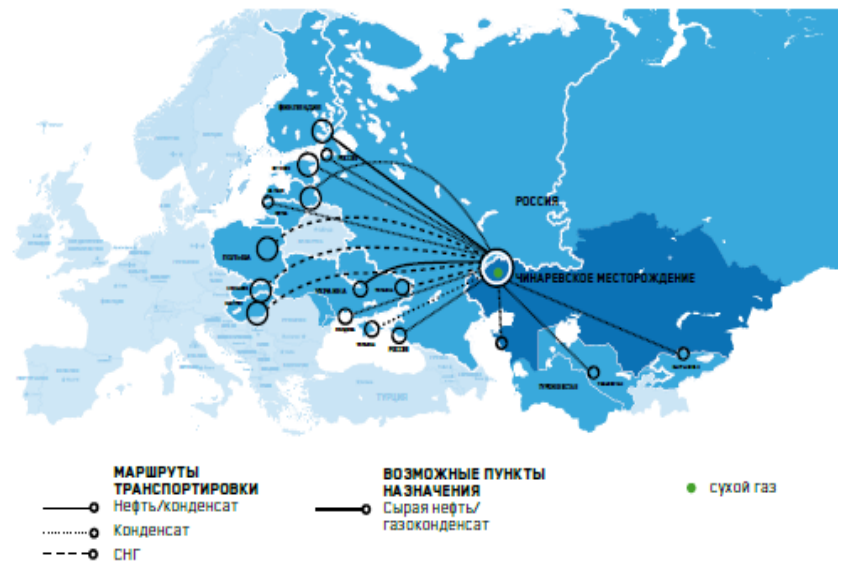
В 2013 году Nostrum Oil&Gas приобрел права недропользования на трех месторождениях, а именно Ростошинское, Даринское и Южно-Гремяченское, общая стоимость которых составила \$16млн. Указанные месторождения находятся на Юго-западе Уральска, около 60-120км от месторождения Чинаревское. Общая площадь месторождений составляет примерно 139 кв. км. Согласно отчету Ryder Scott от 2013 года, валовые запасы категории 2P и 3P трех месторождений были оценены в 98,2млн бнэ и 33,6млн бнэ, соответственно. Мы считаем, что компания заплатила сравнительно низкую цену за месторождения, исходя из 2P запасов (\$0,16/бнэ). NOG планирует потратить около \$85млн на проведение оценочных работ для развития месторождений, завершение которых ожидается в 2015 году.

Транспортные пути

Компания перевозит сырую нефть и конденсат через собственный 120-км трубопровод с месторождения до железнодорожного терминала в Уральске, откуда сырье экспортируется в цистернах в Украину и Финляндию. Компания использует систему трубопроводных скребков для отделения конденсата от сырой нефти. СУГ транспортируется третьей стороной в автоцистернах с месторождения до железнодорожного терминала в Уральске, откуда отправляется в цистернах по различным пунктам назначения (см. Рис. 4). Сухой газ поставляется по собственному 17-км газопроводу до точки соединения с газопроводом компании Интергаз Центральная Азия (Оренбург-Новопсков). Максимальная годовая пропускная способность газопровода составляет 5,0млрд куб.м.

¹ Жаикмунай сменил свое наименование на Nostrum Oil&Gas в декабре 2013 года.

Рисунок 4. Транспортные пути



Источник: данные компании

Регулирование

В соответствии с условиями СРП доля прибыли государства зависит от уровня производства нефти и варьируется в диапазоне 10-40% производства после вычета роялти и компенсируемых затрат. Компенсируемые затраты включают в себя операционные расходы, расходы на дополнительные работы по разведке и развитию. Доля прибыли государства списывается как расход и выплачивается наличными.

NOG также оплачивает роялти, ставка которой зависит от объема извлекаемых углеводородов и варьируется от 3% до 7% на нефть и от 4% до 9% на газ (см. Рис. 5). В связи с этим на первоначальной стадии производства ставка роялти является более низкой, но налоговое бремя повышается по мере роста производства. Рентный налог и налог на сверхприбыль, оплачиваемые другими производителями углеводородов в Казахстане, не применяются к NOG.

В 2010 и 2011 годах правительство вступило в переговоры с недропользователями, которые работали по СРП, включая Nostrum Oil&Gas, относительно потенциальных изменений в налоговом режиме, который применяется к данным СРП. В частности, государство публично заявило о намерении исключить стабильность налогового режима. После этого государство не предпринимало никаких дальнейших действий, и компания ожидает, что стабильность налогового режима останется в силе.

Однако, несмотря на стабильность налогового режима, в 2008, 2010 и в 2013 годах Nostrum был должен оплачивать новую ставку экспортной пошлины на нефть. Попытки компании уклониться от новой ставки налога были безуспешными. Текущая ставка экспортной пошлины составляет \$80 за тонну после повышений на \$20 за тонну в 2010 г. и еще на \$20 в 2013 г.

Рисунок 5. Ставка роялти

Производство нефти, млн. тонн	Ставка
<100	3%
100-300	4%
300-600	5%
600-1,000	6%
1,000>	7%

Рисунок 6. Доля правительства

Производство нефти, млн. тонн	Ставка
<2,000	10%
2,000-2,500	20%
2,500-3,000	30%
>3,000	40%

Производство газа, млрд куб. м.	Ставка
<1	4%
1-2	4.5%
2-3	5%
3-4	6%
4-6	7%
6>	9%

Производство газа, млрд куб. м.	Ставка
<2	10%
2-2.5	20%
2.5-3	30%
>3	40%

Источник: данные компании

Основные преимущества

Существенная база активов с потенциалом дальнейшего роста

Доказанный объем запасов компании вырос с 28млн бнэ в 2004 году до 199,2млн бнэ в декабре 2013 года (среднегодовой рост 24,4%). Вероятные запасы компании выросли с 170млн до 382,3млн бнэ (9,4% CAGR) благодаря продолжающимся оценочным и разведочным работам на месторождении Чинаревское и приобретению трех новых месторождений (2Р – 98млн бнэ).

Рисунок 7. Вероятные и доказанные запасы, млн бнэ



Источник: данные компании

Согласно проведенному аудиту по запасам независимой компанией Ryder Scott по состоянию на декабрь 2013 года, доказанные и вероятные запасы NOG (2Р) выросли на 76млн бнэ (+15% г/г) до 582млн бнэ, из них доказанные запасы выросли на 4млн бнэ (+2,0% г/г), а вероятные - на 72млн бнэ (+23% г/г). Рост был в основном связан с приобретением лицензий на новые месторождения, которые добавили 98млн

бнэ к вероятным запасам. 40% доказанных запасов приходится на нефть и конденсат, 15% - на сжиженный углеводородный газ и 45% - на сухой газ.

Рисунок 8. Разбивка доказанных и вероятных запасов, млн бнэ

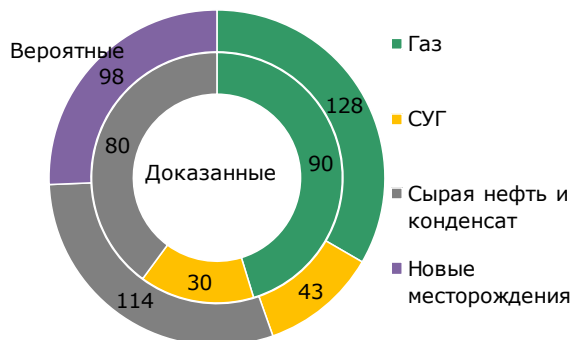
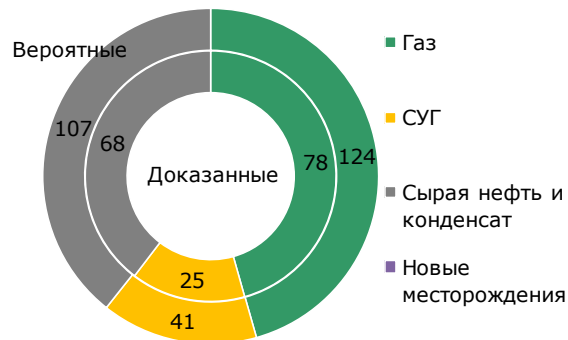


Рисунок 9. Разбивка доказанных и вероятных запасов согласно условиям СРП, млн бнэ



Источник: данные компании

Коэффициент замещения запасов категории 1P составил 22% в 2013 году, что намного ниже среднего уровня в 154% в течение 2008-2012. Снижение коэффициента замещения было связано с более высоким уровнем производства в 2013 году и возможно менее успешным результатом оценочных и разведочных бурений в 2013 году. В свою очередь, коэффициент замещение запасов 2P вырос до 405% в 2013 после двухлетнего снижения, благодаря росту вероятных запасов в результате приобретений новых месторождений. Способность компании восстанавливать запасы в основном зависит от инвестиций в буровые работы и дальнейших приобретений.

Рисунок 10. Коэффициенты замещения запасов

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Запасы категории 1P, млн бнэ	137,0	140,0	139,0	144,0	169,0	195,0	199,2
Измен-е запасов катег. 1P		3,0	(1,0)	5,0	25,0	26,0	4,2
Производство, млн бнэ		2,1	3,1	3,2	5,5	14,6	18,8
Коэффициент замещение запасов катег. 1P		145,7%	(32,1%)	156,3%	454,3%	178,1%	22,4%
Запасы категории 2P, млн бнэ	397,0	529,0	527,0	539,0	522,0	506,0	582,0
Изменение запасов катег. 2P		132,0	(2,0)	12,0	(17,0)	(16,0)	76,0
Коэффициент замещение запасов катег. 2P		6408,8%	(64,2%)	375,0%	(308,9%)	(109,6%)	404,8%

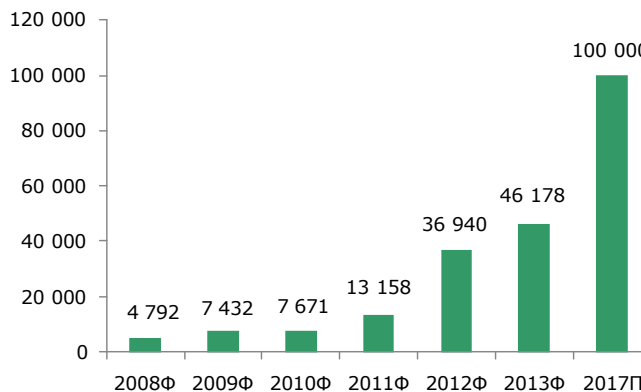
Источник: данные компании

Высокий рост производства

Среднесуточная добыча NOG составила 46 178бнэ в 2013 году, со среднегодовым ростом в 57% с 2008 года. Рост был в основном связан с ростом производства СУГ, сухого газа и конденсата. Газ составляет около половину текущего уровня производства в нефтяном эквиваленте, но только 14% от общих доходов. Сухой газ продается на внутреннем рынке по более низким ценам, в то время как нефть, конденсат и СУГ экспортируются по более высоким ценам. После завершения строительства третьего блока подготовки газа (Фаза 2 на ГПЗ) которое ожидается в середине 2016 года, производство компании вырастет в два раза до 100 000бнэ. Мы считаем, что цель компании достижима, учитывая, что рост производства

исходит из доказанных запасов, а так же тот факт, что компания владеет достаточными средствами для финансирования программы капзатрат. К тому же месторождения находятся на утвердившемся Прикаспийском бассейне с более низким риском разведочных работ и

Рисунок 11. Среднесуточная добыча, бнэс



Источник: данные компании

Основные риски

Риск концентрации

Деятельность и доходы NOG сильно зависят от месторождения Чинаревское. Любые чрезвычайные события или ситуации, которые могут сорвать деятельность на месторождение могут отрицательно повлиять на платежеспособность компании. NOG предпринимает меры по снижению риска концентрации путем приобретений новых месторождений.

Амбициозная долгосрочная стратегия роста

В долгосрочной перспективе компания планирует утроить доказанные запасы до 700млн бнэ путем конвертации существующих вероятных и возможных запасов, добавления запасов из трех новых месторождений и потенциальных приобретений. Основная стратегия роста заключается в покупке активов, В рамках этой стратегии компания приобрела три месторождения, которые потребуют дополнительных инвестиции в разведочные и оценочные работы. По нашему мнению, компания будет рассматривать дальнейшие возможности покупки близлежащих месторождений, используя преимущества своего доминирующего положения в инфраструктуре региона. Однако решение следовать агрессивной стратегии приобретений станет отрицательным фактором для кредитного профиля, потребует дополнительных инвестиций, которые окажут давление на ликвидность и увеличат уровень долговой нагрузки компании.

Регуляторные риски

Основные регуляторные риски связаны со стабильностью налогового режима и регулированием рынка газа. СРП компании включает в себя статью о стабильности налогового режима, которая защищает компанию от отрицательных изменений в налоговом регулировании. Однако, несмотря на это, с 2011 года компания оплачивает недавно введенную экспортную пошлину, но при этом продолжает оспаривать решение. Регуляторные изменения, особенно касающиеся роялти и налогов, могут негативно повлиять на прибыльность компании и кредитный профиль.

До января 2012 года, отрасль газа и газоснабжения Казахстана частично регулировалась законодательством о недропользовании, а также рядом постановлений правительства. Но теперь внутренний рынок газа регулируется Законом о газе и газоснабжении. Согласно новому закону, правительство Казахстана имеет право преимущественной покупки сырого газа по регулируемым ценам. Цены, устанавливаемые государством, могут быть намного ниже рыночных.

Большая зависимость от единственного маршрута перевозки

Компания в значительной степени зависит от одного маршрута перевозки своей продукции. Компания не имеет альтернативных транспортных средств для поставки неочищенной нефти, конденсата, и газа своим клиентам, кроме 120-км нефтепровода и 17-км газопровода, связанного с газопроводом Оренбург-Новопсков. Компания также в основном полагается на услуги третьих сторон по железнодорожным операциям в отношении неочищенной нефти и конденсата, и по предоставлению автоцистерн для перевозки СУГ. Компания использует Российскую железнодорожную инфраструктуру и подвержена увеличению железнодорожных тарифов.

Растущая доля внутренних продаж

Доля внутренних продаж выросла с 6% в 2009 году до 14% в 9М2013 из-за роста производства газа, который полностью продается двум покупателям в Казахстане. Компания продает 15% нефти на внутреннем рынке по регулируемым низким ценам, в то время как остальная часть экспортируется покупателям в Украине и Финляндии. Конденсат полностью экспортируется, а 10-15% от объема произведенного СУГ продается на внутреннем рынке, остальная часть продается на экспорт.

Рост социальных затрат

В 2012 году затраты компании на социальные программы составили \$21,8млн по сравнению с лишь \$1,1млн в 2011 году. Рост был связан с началом строительства 37-км

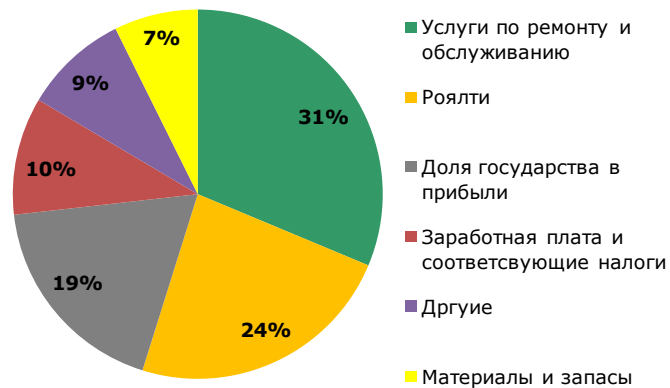
асфальтированной дороги до месторождения, согласно условиям девятой версии СРП.

Финансовый профиль

Устойчивый рост прибыльности

В течение 2009-2013 гг. среднегодовой рост выручки NOG составил 66,7% и мы ожидаем рост в 15,2% в течение следующих пяти лет. Рост выручки был и будет связан с увеличением производства конденсата, газа и СУГ, а не нефти. Среднегодовой рост объема производства NOG составил 44,1% в течение 2009-2013 гг., и мы ожидаем рост в 17% в течение следующих пяти лет. Мы прогнозируем, что цена реализации останется почти неизменной и доля продаж на внутреннем рынке останется на текущем уровне. После завершения строительства третьего блока на ГПЗ мы прогнозируем, что доля нефти в общем объеме производства снизится с 16% в 2013 году до 7% в 2019 году, доля конденсата вырастет с 26% до 35%, а доля СУГ и газа останется на текущих уровнях в 10% и 48%, соответственно.

Рисунок 12. Разбивка операционных затрат (2013Ф)



Источник: данные компании

Операционные затраты росли быстро в среднем на 57% в год в течение 2009-2013 гг. в основном из-за роста затрат на ремонт и обслуживание, роялти, заработной платы и соответствующих налогов и доли государства в прибыли, доля которых составила 84% от общих затрат в 2013 году. Рост затрат на ремонт и обслуживание был связан с введением в эксплуатацию ГПЗ, в то время как роялти и доля государства в прибыли увеличивались в соответствии с ростом объема производства. Операционные затраты на баррель снизились с \$9,8/бнэ в 2009 году до \$8,1/бнэ в 2013 году благодаря экономии масштаба и жесткому контролю расходов. Транспортные и погрузочные расходы и затраты на хранение, зависящие от объема производства, также росли быстро в среднем на 115% в 2009-2013 гг.

Маржа EBITDA улучшилась в 2013 году до 61% с 45% в 2009 году, благодаря росту производства вкупе со снижением дисконта, с которым компания продавала свою продукцию до изменения метода продаж. До 2010 года компания продавала нефть на условиях транспортировки FCA (франко-перевозчик). В 2010 году компания начала продавать нефть на основаниях DAF (доставка на границу) и FOB (франко-борт), чтобы снизить транспортные расходы. Согласно условиям франко-перевозчика компания продавала нефть по рыночной цене за марку Brent минус дисконт за расходы на транспортировку, который на данный момент значительно снизился. Мы прогнозируем постепенное снижение маржи EBITDA до 54,4% к 2019 году на фоне умеренного роста операционных затрат (7% в год) при стабильных ценах на углеводород.

Рисунок 13. Прогнозы добычи, бнз

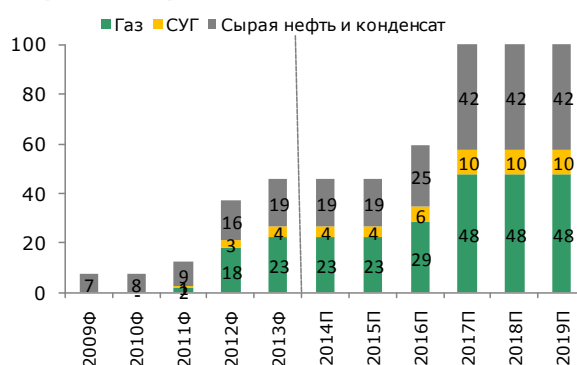
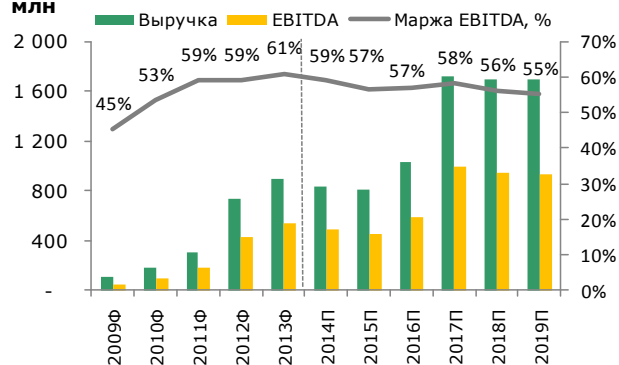


Рисунок 14. Прогноз выручки и EBITDA, \$ млн



Источник: данные компании, расчеты ХФ

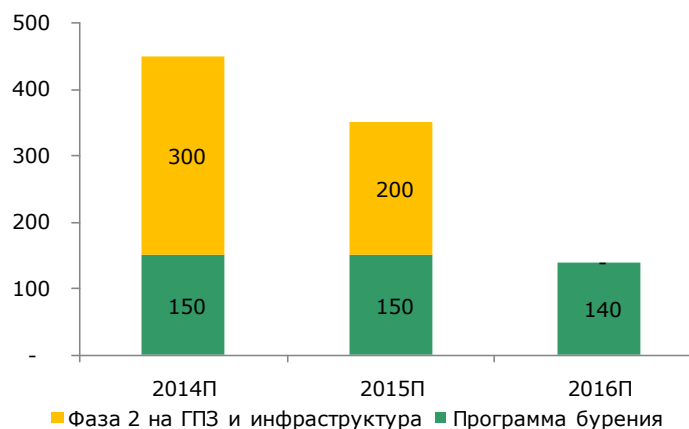
Существенные инвестиционные потребности

В течение 2009-2013 годов капитальные расходы компании составили в среднем \$169млн в год, основная часть которых была потрачена на буровые работы и строительство Фазы 1 на газоперерабатывающем заводе, состоящем из двух блоков. Блоки, мощностью в 0,8млрд куб.м. каждый, были введены в эксплуатацию в 2011 году. В течение 2013-2016 годов компания планирует выполнить инвестиционную программу на сумму \$1,1млрд, которая включает в себя затраты на строительство Фазы 2 на ГПЗ (\$500млн), второго блока подготовки нефти (\$40-50млн) и расходы на буровые работы на дополнительных скважинах (\$560млн). Исходя из планов компании, мы ожидаем капитальные инвестиции роста на уровне \$450млн в 2014 году, \$350млн в 2015 и \$140млн в 2016 году. Мы предполагаем, что капитальные инвестиции поддержания составят около 10% среднего уровня основных средств.

В среднесрочной перспективе проекты роста компании включают в себя расширение мощности ГПЗ на 2,5млрд куб.м до 4,1млрд куб.м. после завершения строительства третьего блока. Также компания планирует пробурить около 60 скважин в течение 2014-2018 годов, из которых 33-36 скважин

планируется пробурить на месторождении Чинаревское в 2014-2016 годах.

Рисунок 15. Капитальные инвестиции в 2014-2016, \$ млн



Источник: данные компании

В результате высоких потребностей в инвестициях, мы прогнозируем отрицательный свободный денежный поток в 2014 году, который станет положительным в 2015 году и продолжит уверенный рост после. Мы не ожидаем, что компания будет привлекать дополнительный долг, так как операционные денежные потоки и привлеченные средства от размещения еврооблигаций будут достаточны для финансирования капзатрат в прогнозируемом периоде. Однако, потенциальные новые приобретения могут привести к более высокому леверджу и увеличению финансовых рисков.

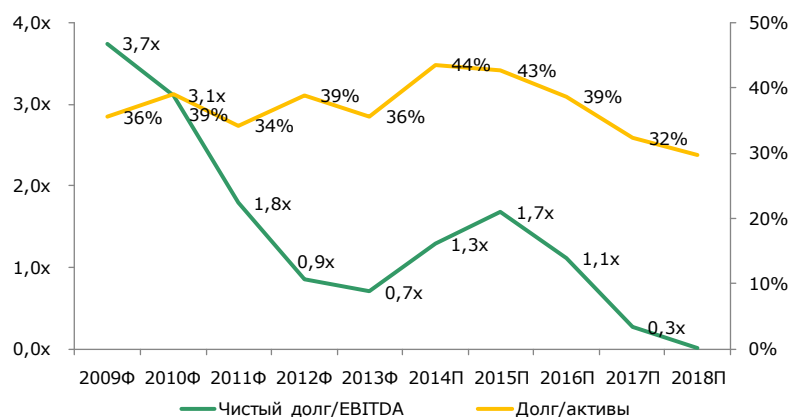
Рисунок 16. Прогноз основных финансовых показателей, \$ млн

	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П
ЕБИТДА	491	456	584	996	950	931
Капзатраты	450	350	195	196	197	199
Чистый долг	662	799	679	301	36	(249)
Свобод. денеж. поток	(105)	9	254	538	531	513

Источник: расчеты ХФ

Сильные кредитные метрики

Строительство первой фазы ГПЗ было завершено в 2011 году и привело к росту долга NOG (с \$356млн в 2009 году до \$628млн в 2013). Однако, в течение того же периода чистый левередж (чистый долг/ЕБИТДА) значительно снизился с 3,7х в 2009 до 0,7х в 2013 году благодаря устойчивому росту ЕБИТДА (в среднем на 79% в год). Коэффициент покрытия процентных расходов также вырос с 8,7х в 2009 году до 12,5х в 2013 году, со скачком в 2011 году до 37,7х из-за капитализации процентных расходов. Скорректированный коэффициент покрытия процентных расходов, который включает в себя капитализированную часть и намного ниже традиционного, также вырос значительно с 1,6х в 2009 до 9,7х в 2013 году (Рис 18). Соотношение долга к активам колебалось в диапазоне 34%-39% в течение последних четырех лет.

Рисунок 17. Чистый левередж и соотношение долг/активы в 2009-2018 гг.


Источник: расчеты ХФ

Мы ожидаем, что общий долг компании достигнет \$924млн в конце 2014 года в основном из-за размещения еврооблигаций на сумму \$400млн в начале этого года. Компания использовала привлеченные средства для рефинансирования еврооблигаций со сроком погашения в октябре 2015 года, и может использовать для покупки прав недропользования новых нефтяных и газовых месторождений в Казахстане и для поддержания ликвидной позиции. Согласно нашей оценке, текущая программа капзатрат компании до 2016 года полностью профинансирована, и в случае отсутствия новых приобретений, компания не будет нуждаться в привлечении дополнительного долга.

Мы прогнозируем отрицательный свободный денежный поток в \$104,8млн в 2014 году, но положительный в последующие периоды, так как операционные денежные потоки будут полностью покрывать капзатраты. Растущий свободный денежный поток позволит компании аккумулировать ликвидность, которая, в свою очередь, постепенно будет снижать чистый долг в течение 2014-2019 годов.

Мы прогнозируем ухудшение соотношения чистого долга к EBITDA и коэффициента покрытия процентных расходов в 2014-2015 годах в результате роста долга. Но с 2016 года, после введения в эксплуатацию третьего блока ГПЗ, мы ожидаем улучшение этих показателей.

Рисунок 18. Коэффициенты левереджа

	2009Ф	2010Ф	2011Ф	2012Ф	2013Ф	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П
Долг/EBITDA	6,8x	4,7x	2,5x	1,4x	1,2x	1,9x	2,0x	1,6x	0,9x	1,0x	0,0x
Чистый долг/EBITDA	3,7x	3,1x	1,8x	0,9x	0,7x	1,3x	1,7x	1,1x	0,3x	0,0x	-0,3x
EBITDA/процентные расходы	8,7x	н/д	37,7x	8,7x	12,5x	9,2x	7,2x	8,9x	15,6x	14,8x	28,9x
EBITDA/скоррек. проц. расходы	1,6x	1,3x	3,4x	6,1x	9,7x	9,2x	7,2x	8,9x	15,6x	14,8x	28,9x

Источник: расчеты ХФ

Результаты 1кв2014

Не смотря на небольшое снижение выручки (-0,7% г/г), EBITDA выросла на 6,8% г/г до \$163млн, в то время как маржа EBITDA улучшилась до 71,4% (+4,7пп г/г), в основном благодаря

сокращению операционных расходов. Среднесуточный объем производства составил 48 350 бнэ (+4,5% г/г), что превышает прогноз компании на 2014 год свыше 45 000бнэ и наш прогноз в 46 178 бнэ. Себестоимость продаж снизилась на 30,9% г/г до Т50млн, в основном благодаря снижению доли прибыли государства и расходов на ремонт. Компания признала восстановление расходов по доле прибыли государства в размере \$5,1млн, относящихся к предыдущим периодам. Операционные расходы на баррель снизились на 23,6% до \$3,9/бнэ. Административные затраты составили \$44,0млн, повысившись на 11,5% из-за увеличения затрат на профессиональные услуги, зарплаты и связанные с ними налоги более чем в два раза. Компания заработала \$57,9млн чистой прибыли в 1кв2014 года, что на 12% ниже, чем в 1кв2013 года, в основном из-за повышения подоходного налога.

Nostrum потратил \$50,2 млн на капитальные инвестиции в 1кв2014 года, которые снизились на 17% г/г. Чистый долг составил \$402млн, в сравнении с \$384млн в конце 2013 года, в то время как соотношение чистого долга к EBITDA снизилось до 0,6х с 0,7х, благодаря росту EBITDA.

Результаты 1кв2014 во многом соответствуют нашим оценкам, в то время как капзатраты значительно ниже нашего прогноза на весь 2014 год, который составил \$450млн. Мы рассматриваем прогнозы компании по капзатратам и по времени выполнения проекта в качестве базового сценария. Напомним, что завершение строительства третьего блока ГПЗ запланирован на 2017 год. Мы считаем, что низкие капзатраты в 1кв2014 не будут причиной для отсрочки строительства газоперерабатывающего завода.

Мнения кредитных рейтинговых агентств

Корпоративный рейтинг группы NOG находится на уровне B2 от Moody's со стабильным прогнозом. Рейтинг NOG отражает относительно небольшой масштаб деятельности компании, высокую концентрацию на одном месторождении, крупномасштабный инвестиционный план, подверженность к страновому риску Казахстана и операционному риску. Moody's может понизить рейтинги компании в случае снижения производства, сохранения неспособности пополнять запасы, ухудшения ликвидного и финансового профиля и существенных регуляторных и/или контрактных изменений, которые могут отрицательно повлиять на деятельность компании.

Корпоративный кредитный рейтинг компании от S&P находится на уровне B+ со стабильным прогнозом. Рейтинги обоих выпусков еврооблигаций также находятся на уровне B+. S&P считает бизнес-риск NOG слабым, в связи с концентрированной базой активов и зависимостью от одного трубопровода для транспортировки нефти и конденсата и от одного газопровода. Агентство также отметило риски, связанные с нефтяным сектором и ведением бизнеса в

Казахстане. Однако, данные факторы смягчаются за счет хорошей прибыльности, низкого уровня эксплуатационных расходов, поддерживающего налогового режима и частичного владения КазСтройСервис. Понижение рейтинга может быть вызвано чрезвычайно низким уровнем производства, менее разумной политикой управления ликвидностью или финансовой политикой.

Несмотря на сильные кредитные метрики компании и высокий потенциал роста, позитивные рейтинговые действия в ближайшее время не ожидаются из-за риска концентрации и относительно небольшого размера. Мы не исключаем негативные рейтинговые действия, если компания совершит крупную покупку с помощью долгового финансирования, которая может отрицательно повлиять на финансовое положение и ликвидный профиль компании.

Еврооблигации

NOG имеет в обращении два старших необеспеченных выпуска еврооблигаций деноминированных в долларах США (Рис 19). В феврале 2014 года компания разместила \$400млн еврооблигаций с купонной ставкой в 6,375%, которая является самой низкой ставкой среди первичных размещений эмитентов СНГ в рейтинговой категории В. Часть привлеченных средств компания направила на выкуп краткосрочных еврооблигаций в размере \$92,5млн, остальную часть она планирует использовать для потенциальной покупки прав недропользования новых нефтяных и газовых месторождений в Казахстане и для поддержания ликвидной позиции. Путем рефинансирования еврооблигаций компания хотела воспользоваться текущими благоприятными условиями на долговом рынке, снизить процентные расходы и пролонгировать срок погашения. Купонная ставка новых евробондов со сроком погашения в 2019 году составила 4,125% ниже ставки выкупленных евробондов.

Еврооблигации с погашением в феврале 2019 года могут быть отозваны по цене 103,19 14 февраля 2017 года или после, в то время как еврооблигации с погашением в ноябре 2019 года – по цене 103,56 13 ноября 2016 года или после. Мы ожидаем, что компания не будет отзываться еврооблигации, даже если будет иметь достаточно свободных денег ни в 2016, ни в 2017 году. Мы не исключаем того, что компании понадобится дополнительное финансирование в случае существенных приобретений, так как компания планирует придерживаться стратегии быстрого роста. Мы думаем, что в сложившейся ситуации, когда ожидается увеличение ставок, компания не откажется от относительно низкой ставки.

Рисунок 19. Еврооблигации Nostrum Oil&Gas

Эмитент	Объем (млн \$)	Купон	Дата выпуска	Срок погаш.	Доход. предл.	Цена предл.	Рейтинг
Nostrum Oil&Gas	400	6,375	фев 14	фев 19	4,9%	105,9	NR/B2/B+
Nostrum Oil&Gas	560	7,125	ноя 12	ноя 19	5,0%	109,9	NR/B2/B+

Источник: Bloomberg

Рекомендация

По нашему мнению, высокий потенциал роста и устойчивый кредитный профиль наряду с благоприятными условиями налогового режима СРП отражены в и без того узких спредах еврооблигаций. Даже если новые приобретения представляют риск для кредитоспособности компании, мы считаем, что они не будут внезапными, учитывая предсказуемость стратегии роста компании. На основе относительной оценки, обе еврооблигации оценены справедливо по отношению к еврооблигациям НК КМГ (BBB-/Baa3/BBB-), но торгуются слишком близко к бумагам российских независимых нефтегазовых компаний. Еврооблигации NOG на данный момент торгуются на 86bp выше, чем КМГ'20, что является справедливым, учитывая разницу в рейтинговой оценке в четыре уровня (120bp) и разницу в сроке погашения в один год (-30bp). Однако еврооблигации NOG торгуются на одном уровне с Новатэк'2021 (BBB-/Baa3/BBB-) и только на 73bp выше, чем Лукойл'19 (BBB-/Baa2/BBB), что является исторически самым низким спредом, по нашему мнению. Мы думаем, что дальнейший потенциал сужения спреда ограничен и рекомендуем Держать еврооблигации NOG.

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».

© 2014, все права защищены.

Контакты в Halyk Finance:**Департамент Продаж**

Директор департамента
Ардак Нурахаева, +7 (727) 244 69 91
a.nurakhayeva@halykfinance.kz

Для институциональных инвесторов:
Асель Исатаева, +7 (727) 244-6545
a.isatayeva@halykfinance.kz

Для розничных инвесторов:
Дарья Манеева, +7 (727) 244-6980
d.maneveva@halykfinance.kz

Сабина Муканова, +7 (727) 259-6203
s.mukanova@halykfinance.kz

Департамент Исследований

Макроэкономика
Сабит Хакимжанов, +7 (727) 244-6541
s.khakimzhanov@halykfinance.kz

Долевые инструменты
Мариям Жумадил, +7 (727) 244-6538
m.zhumadil@halykfinance.kz

Нурфатима Джандарова, +7 (727) 330-0157
n.jandarova@halykfinance.kz

Еркин Абдрахманов, +7 (727) 244-6538
y.abdrakhmanov@halykfinance.kz

Долговые инструменты
Бакай Мадыбаев, +7 (727) 330-0153
b.madybaev@halykfinance.kz

Ерулан Мустафин, +7 (727) 244-6986
y.mustafin@halykfinance.kz

Сабина Амангельды, +7 (727) 244-6968
s.amangeldi@halykfinance.kz

Адрес:

Halyk Finance
пр.Аль-Фараби,19/1, "БЦНурлы-Тау", 3Б
050013, Алматы, Республика Казахстан
Тел. +7 (727) 244 6540
Факс. +7 (727) 259 0593
www.halykfinance.kz

Bloomberg
HLFN
Thomson Reuters
Halyk Finance
Factset
Halyk Finance
Capital IQ
Halyk Finance