

УДК 332.012.2

DOI: 10.18101/2304-4446-2018-1-63-71

## КРЕДИТОВАНИЕ СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© Лукьяненко Карина Сергеевна

аспирант,

Российский экономический университет им. Г. В. Плеханова

Россия, 117997, г. Москва, Стремянный пер., 36

E-mail: kloukyanenko@gmail.com

Извлечение нефти из горючих сланцев потенциально дороже, чем производство обычной нефти, как в финансовом плане, так и в плане воздействия на окружающую среду. Залежи сланца встречаются во всем мире, включая крупные месторождения в Соединенных Штатах Америки. Оценки глобальных месторождений варьируются от 2,8 до 3,3 трлн баррелей. На долю США приходится 58 млрд баррелей, первое место занимает Россия — 75 млрд баррелей. Тем не менее нефтяной рынок США сильно отличается от рынка Российской Федерации. Наряду с крупными компаниями на рынке есть также множество небольших и малых компаний. Такой диверсифицированный рынок создает условия здоровой конкуренции и, как следствие, поиск инновационных методов, позволяющих снизить себестоимость барреля сланцевой нефти и улучшить финансовые институты, позволяющие небольшим компаниям успешно функционировать на рынке. Это, очевидно, изменит картину мировой экономики и политики.

**Ключевые слова:** сланцевая нефть; сланцевый газ; кредитование; финансирование; синдицированный кредит; кредит под месторождение; ценные бумаги; деривативы; хеджирование; денежный поток; капитальные затраты.

Развитие энергетического сектора в США значительно, а его эффект будет ощущаться далеко за пределами Северной Америки. Недавний прорыв в добыче нефти и газа в США вызван инновационными технологиями добычи сланцевой нефти и газа, которые сокращают себестоимость барреля нефти и кубического метра газа. За счет новых технологий развивается отрасль в США и, таким образом, становится одним из ключевых мировых игроков на рынке горючих материалов. Примерно к 2020 г. США, по прогнозам, станут крупнейшим мировым производителем нефти (обгоняя Саудовскую Аравию до середины 2020 г.). Одновременно ряд экспертов опровергает данное утверждение.

Согласно прогнозу независимого энергетического агентства США (Energy Information Administration, EIA) 2017 г., в 2010 г. чистые, технически восстанавливаемые сланцевые и традиционные нефтяные ресурсы в США оценивались в примерно 60 миллиардов баррелей, а извлекаемые запасы сланцевого газа — около 500 трлн м<sup>3</sup>.

Доказанные запасы нефти США, как видно из рис. 1, возрастают, но имеют тенденцию к снижению.

Добыча сланцевой нефти в США возрастет от примерно 1 в 2012 г. до 4,3 млн баррелей в день в 2017 г. Добыча нефти растет по экспоненте.

Ожидается, что в 2018 г. добыча нефти в США может вырасти до 4,2–4,3 млн баррелей в сутки, а не как было изначально запланировано — 7,50 млн баррелей к 2019 г. После 2018–2020 гг. производство начнет постепенно уменьшаться.

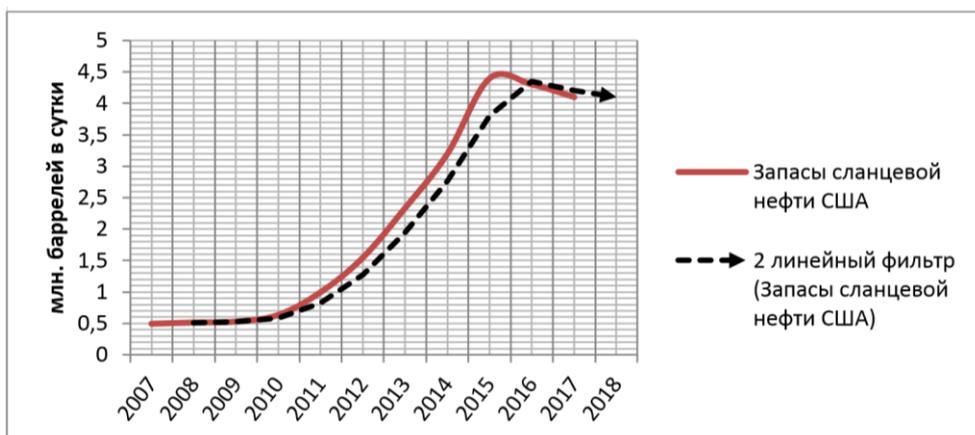


Рис. 1. Запасы сланцевой нефти США по оценке EIA с 2007 по 2018 г.

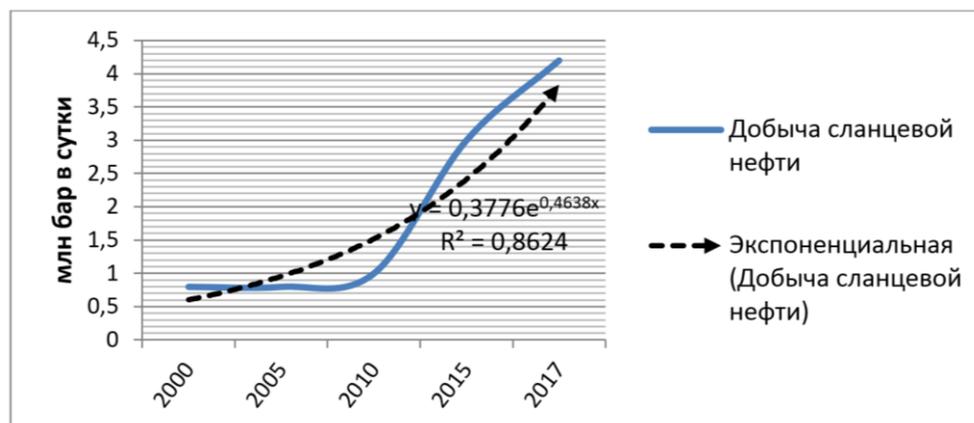


Рис. 2. Добыча сланцевой нефти в США с 2000 по 2017 г.

Низкая цена на нефть сильно повлияла на компании с меньшим инвестиционным рейтингом, это, как правило, средние и малые компании. Чтобы лучше понять это явление, следует учитывать, что кредитование под месторождение — наиболее важный источник долгового финансирования и роста для заинтересованных сторон. В отличие от крупных компаний инвестиционного класса, которые имеют быстрый и легкий доступ к долговым и фондовым рынкам для финансирования своего роста, многие компании, не являющиеся инвестиционными, должны использовать комбинацию акций и займов в рамках кредитования под месторождение для финансирования своих капитальных затрат. Структура такого финансирования представляет собой

рефинансирование кредитной линии с банковским синдицированием, обеспеченное доказанными запасами нефти и газа.

Запасы нефти и газа подразделяются на три категории: доказанные, вероятные и возможные. Банковские кредиторы предоставляют кредиты только компаниям с доказанными запасами. Поскольку залогом являются именно запасы нефти и газа компании, кредитование под месторождение требует привлечения независимого технического специалиста (инженера) для помощи в расчетах банка при определении базы заимствований, являющейся максимальным кредитом, который может быть предоставлен заемщику, рассчитанный на основе резервов компании.

Категория «доказанные запасы» сама по себе подразделяется на три разные подкатегории, отражающие различные уровни риска, связанные с производством и оценкой запасов:

- Доказаны, разработаны и эксплуатируются (Proved Developing Producing, PDP);
- Доказаны, разработаны, но не эксплуатируются (Proved Developed Non Producing, PDNP);
- Доказаны, но не разработаны и не эксплуатируются (Proved Undeveloped, PUD).

Поскольку добываемые запасы имеют самый низкий риск, банковская авансовая ставка для PDP колеблется от 99 до 95%. Процентная ставка PDNP колеблется от 65 до 75 и PUD имеют самый высокий риск, поскольку существенный объем капитальных затрат необходим для вывода PUD на производство, что отражается на банковской ставке от 50 до 60%. Как правило, факторы риска для категорий доказанных запасов находятся на усмотрении независимого технического эксперта (инженера) в рамках внутренней банковской политики риска.

Процесс переопределения базы заимствований обычно происходит на полугодовой основе, начиная с отчета о резервах, который включает операционные издержки на аренду, налоги, требуемые капитальные затраты и производство по предполагаемой цене компании, в основном исходя из фьючерсов на товарной бирже NYMEX. Поскольку предположение цены на фьючерсы у банков ниже, чем на NYMEX, банки пересчитывают стоимость производства и издержек по своей цене. Многие крупные банки имеют собственных технических специалистов, однако большинство банков, работающих в нефтегазовом секторе, нанимает независимых инженеров-консультантов для заверения технических отчетов. Используя банковский ценовой механизм и структуру затрат, инженер проводит анализ для определения базы заимствований — максимальную сумму, которая будет предоставлена заемщику.

В дополнение к определению оценки резервов банки, в соответствии с методологией, обычно предпочитают оценивать базу заимствований в рамках стрессового (анализа чувствительности) ценового сценария, которая значительно ниже стоимости фьючерсов NYMEX и базового подхода к оценке банков. В соответствии с этим подходом независимые технические специали-

сты учитывают влияние низких цен на будущее производство, а также себестоимость продукции.

### **Товарные деривативы и хеджирование**

Чтобы активно управлять ценовой волатильностью, многие нефтегазовые компании применяют хеджирование путем ввода товарных деривативов. Производные финансовые инструменты (свопы, коллары и пут-опционы) на эти активы обычно являются высоко оцененными. Следовательно, кредиторы учитывают хеджируемые объемы и ценные бумаги при расчете базы заимствований. Кредиторы используют среднюю цену за часть хеджируемой продукции. Как и в большинстве таких случаев, цена хеджируемой позиции выше, чем ценовая методология банка, поэтому хеджирование позитивно влияет на расчеты базовых займов. Производные инструменты являются важными элементами защиты базы заимствований от снижения цен.

Большинство объектов кредитования под месторождение имеют пятилетний договор с датой погашения и регулируются кредитными соглашениями, требующими полугодовой перерасчет, а также ограничениями заемщика с кредитными плечами и определенными коэффициентами ликвидности. Полугодовой перерасчет защищает кредиторов от неблагоприятных изменений цен, поскольку кредиторы корректируют и уменьшают размер базы заимствований с учетом новых цен. Если компания уже вывела объект за пределы самого последнего расчетного базового лимита заимствования, у нее, как правило, есть шесть месяцев для погашения избыточных заимствований.

Кредитное плечо и ликвидность не позволяют заемщикам брать чрезмерный финансовый риск. Обычно заемный долг — долг с EBITDAX <4x и ликвидность > 1. В дополнение к соглашениям с рычагами и ликвидностью кредитные соглашения обычно требуют 25%-ного сокращения базы заимствований для необеспеченных ценных бумаг и займов второго порядка.

Хотя банки удерживают первое залоговое право на резервы, этот договор защищает кредиторов от агрессивных долговых выпусков, которые, в свою очередь, могут увеличить процентные расходы до нездорового уровня, что поставит под угрозу погашение задолженности.

После коллапса цен на нефть в 2014 г. для дальнейшей защиты кредиторов были введены дополнительные соглашения, в том числе соглашения об управлении депозитными счетами и минимальные требования по хеджированию.

Справочник Управления контролером денежного обращения (федеральное агентство США в структуре министерства финансов, которое регулирует деятельность банков по кредитованию нефтегазовых компаний) содержит рекомендации по определению того, что денежный поток, доступный для погашения долга из резервов, достаточен в течение определенного периода времени. Денежный поток рассчитывается как выручка за вычетом операционных расходов на аренду, налогов на производство и НДС, общих и административных расходов, за вычетом процентных расходов. Согласно методологии Управления, разумный период погашения займов под месторождение составляет 60% от жизненного цикла месторождения с доказанными запасами.

ми и 75% от всей длительности экономической жизни проекта для обеспеченных займов. В качестве критерия погашения задолженности должны использоваться полностью финансируемые базовые обязательства по займам, а не текущие непогашенные обязательства. В отличие от методологии базового перераспределения заимствования, где используется безрычаговый коэффициент денежного потока, чтобы утвердить уровень чистой приведенной стоимости (NPV) обоснованных запасов, полугодовой пересмотр предусматривает рычаг денежного потока, где учитываются при платежеспособности структура капитала компании и процентные расходы.

Исторически сложилось так, что средства кредитования под месторождение явились основной движущей силой роста резервов и производства для компаний с неинвестиционным рейтингом благодаря органическому росту и сделкам по слиянию и поглощению. На рис. 3 показано совокупное движение дефицита денежных средств по сравнению с капитальными затратами. Тенденция превышения уровня денежного потока достигла своего пика в 2012 г., что вызвано низкими ценами на природный газ и переориентацией отрасли в сторону нефтяных активов с более высокими затратами. Поскольку отрицательный свободный денежный поток в основном финансировался за счет долга, мы наблюдаем постепенное увеличение совокупного долга.

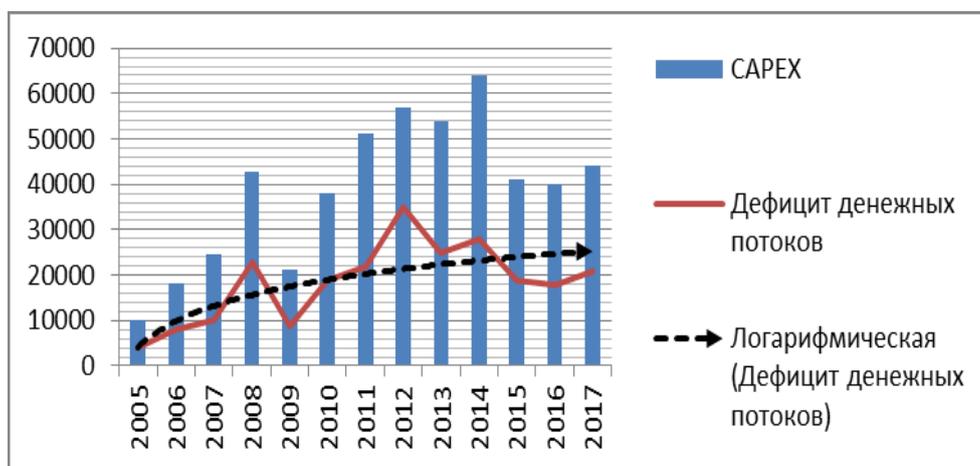


Рис. 3. Отток денежных средств для финансирования капитальных затрат с 2005 по 2017 г.

Благодаря процессу бурения компании обычно получают больше резервов, что позволяет увеличивать резервную базу. Произведенные баррели нефти генерируют денежный поток для покрытия операционных и процентных расходов и теоретически возвращают заемные средства в рамках процесса кредитования под месторождение. Однако для финансирования будущих капиталовложений компания должна снова заимствовать средства, и цикл повторяется.

Более распространенное использование такого типа кредитования в период нефтяного бума — это финансирование приобретений. По этому сценарию

приобретение финансируется в основном за счет долга в несколько этапов. Во-первых, компания использует часть своего кредита для финансирования приобретаемых активов. С приобретенным резервом и обновленными отчетами по резервным проектам компания увеличивает свой объект кредитования для включения приобретенных активов. На втором этапе компания обращается к высокодоходному долговому рынку с выпуском необеспеченных векселей или займов второго порядка. Выплаты погашаются и понижают баланс кредитования. Для защиты банковского обеспечения кредитные соглашения обычно требуют сокращения базы заимствований, равной 25% выпущенных необеспеченных ценных бумаг и займов второго порядка. Более консервативные компании используют сочетание долговых обязательств и выпуска акций для поддержания более низкого кредитного плеча, чтобы защитить свой баланс. Третий этап предусматривает возможность использования при кредитовании под месторождение финансирования бурения и производства приобретенных и старых запасов. В соответствии с этим сценарием и аналогичным образом в сценарии органического роста компания работает с отрицательным свободным денежным потоком, финансируя капитальные затраты за счет заимствований в рамках расширенной системы кредитования.

Структура кредитования под месторождение позволяет каждому банку определять базу заимствования с использованием собственной ценовой политики и факторов риска. Прайс-пакеты, используемые большинством банков, как правило, ниже, чем цены на фьючерсы NYMEX, что обеспечивает дополнительную амортизацию от нефтяных падений. На рис. 4 показано движение средних цен по методологии банков по отношению к маркам WTI и Brent. Как видно, ценовая политика банков была значительно более консервативна, особенно в предыдущие годы, что оказало наибольшее влияние на расчеты заимствований с учетом коэффициента дисконтирования, равного 9%.

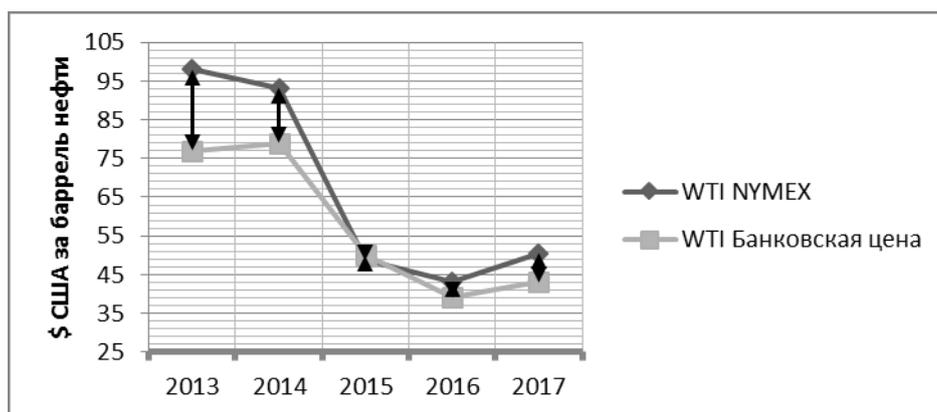


Рис. 4. Цены на нефть марки WTI по банковской методологии и на торговой бирже NYMEX

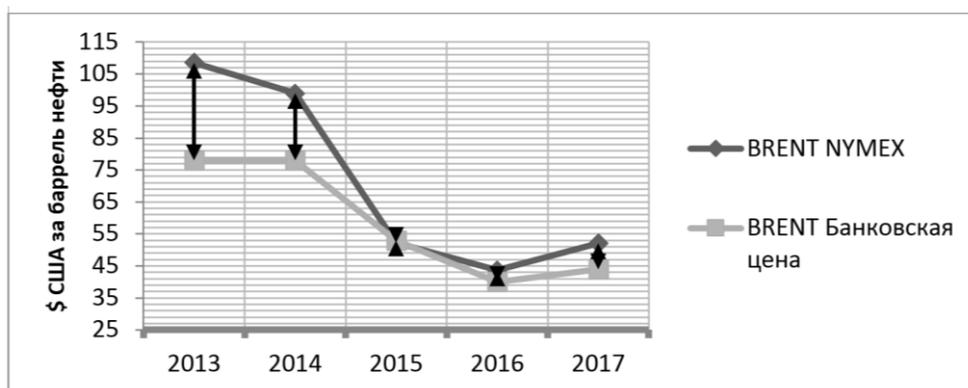


Рис. 5. Цены на нефть марки BRENT по банковской методологии и на торговой бирже NYMEX

На рис. 4, 5 отражен также коридор колебания цен. На рис. 6 наглядно показана разница в % при определении цены банками и реальной стоимости барреля нефти марок WTI и BRENT на торговой бирже NYMEX по отношению к текущему году.

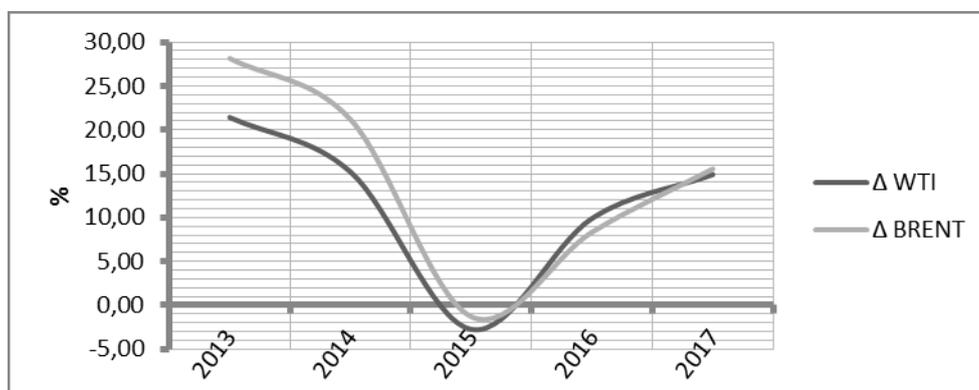


Рис. 6. Процентное соотношение биржевых и банковских цен на нефть

Консерватизм банков при ценообразовании до кризиса доказал свою эффективность при поддержке заемщиков в период простоя. Когда цена рухнула до уровня ниже 40 долларов за баррель, а пятилетние фьючерсы торговались ниже отметки 60 долларов за баррель, банки поддерживали методику определения цены, которая была немного ниже фьючерсов на нефть, а иногда даже выше цен NYMEX. Используя такой метод, близкий к NYMEX, банки решительно поддержали своих клиентов в переоценке базы заимствований. Как было уже показано, текущая средняя цена по банковской методологии немного ниже фьючерсов на NYMEX, т.е. банки стали менее консервативны при определении цены на нефть.

Размер кредитных средств для большинства малых и средних добывающих компаний определяется путем расчета базы заимствований, которая напрямую коррелирует с будущими ценами на нефть и газ. В 2014 г. цена большинства банков-кредиторов была заметно ниже фьючерсов NYMEX, что обеспечило существенную подушку безопасности при падении цен на нефть и газ и расчете базы заимствований. Поэтому дальнейшее снижение цен на нефть напрямую повлияло бы на возможность заимствований у производителей нефти.

*Литература*

1. Justin Pettit. The Final Frontier: E&P's Low-Cost Operating Model. John Wiley & Sons, 2017. P. 192.
2. Basak Beyazay, The Nature of the Firm in the Oil Industry: International Oil Companies in Global Business. Routledge, 2015. P. 188.
3. Robert Clews. Project Finance for the International Petroleum Industry. Elsevier Science, 2016. P. 416.
4. Edward H. Shaffer. The United States and the Control of World Oil. Routledge, 2016. P. 260.
5. Adedeji B. Badiru, Samuel O. Osisanya, Project Management for the Oil and Gas Industry: A World System Approach. CRC Press, 2016. P. 784.
6. Jerry A. McBeath Professor Emeritus, Big Oil in the United States: Industry Influence on Institutions, Policy, and Politics. ABC-CLIO, 2016. P. 299.
7. Meghan L. O'Sullivan, Windfall: How the New Energy Abundance Upends Global Politics and Strengthens America's Power. Simon and Schuster, 2017. P. 496.
8. James G. Speight, Deep Shale Oil and Gas. Elsevier Science, 2016. P. 492.
9. Sohrab Zendejboudi, Alireza Bahadori, Shale Oil and Gas Handbook: Theory, Technologies, and Challenges. Elsevier Science, 2016. P. 426.
10. Mr. Alberto Behar, Robert A Ritz, An Analysis of OPEC's Strategic Actions, US Shale Growth and the 2014 Oil Price Crash. International Monetary Fund, 2016. P. 36.
11. Congressional Budget Office, The Outlook for U.S. Production of Shale Oil, Create Space Independent Publishing Platform, 2016. P. 34.
12. Roberto F. Aguilera, Marian Radetzki, The Price of Oil. Cambridge University Press, 2015. P. 254.
13. Gary Sernovitz, The Green and the Black: The Complete Story of the Shale Revolution, the Fight over Fracking, and the Future of Energy. St. Martin's Press, 2016. P. 25.

LENDING TO SHALE DEPOSITS

*Karina S. Lukyanenko*

Research Assistant,  
Plekhanov Russian University of Economics  
36 Stremyanni Court, Moscow 117997, Russia

The extraction of oil from shale is potentially more expensive than production of conventional oil, both financially and in terms of the impact on environment. Shale deposits are found all over the world, including large deposits in the United States of America. Global deposits estimates vary from 2.8 to 3.3 trillion barrels of oil. US shale deposits account 58 billion barrels, Russia occupy the first place — 75 billion barrels.

Nevertheless, the US oil market differs significantly from the Russian market. Along with large enterprises there are also many small companies. Such a diversified market creates conditions for healthy competition and, as a result, for searching innovative methods which can reduce the cost of a barrel of shale oil and improve the work of financial institutions that allow small companies to function successfully in the market. This, obviously, will change the picture of the world economy and policy.

*Keywords:* shale oil; shale gas; crediting; financing; syndicated loan; credit for the deposit; securities; derivatives; hedging; cash flow; capital expenditures.