

УДК 338.984

**А. Ф. Шуплецов***Байкальский государственный университет,  
г. Иркутск, Российская Федерация***А. И. Перельгин***Байкальский государственный университет,  
г. Иркутск, Российская Федерация*

## СТРАТЕГИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

**АННОТАЦИЯ.** Освоение новых нефтегазоносных районов Восточной Сибири проходит в условиях автономии от населенных пунктов, централизованных источников электроснабжения и дорожной инфраструктуры. Сжигание попутного нефтяного газа на факельной установке ограничено федеральным законом, однако часто является единственно возможным технологическим решением в первые годы эксплуатации нефтяных месторождений. В статье рассмотрены альтернативы применения газа в качестве топлива для электростанций, сырья для газохимической переработки и экспорта. Ключевым проектом по развитию рынка газа в регионах Восточной Сибири является строительство магистрального газопровода «Сила Сибири». На примере двух месторождений в северных районах Иркутской области авторами смоделированы способы рационального использования попутного газа, в том числе продажа газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, проведен сравнительный анализ экономической эффективности в текущих условиях рынка.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА.** Попутный нефтяной газ и его утилизация; штрафы за сжигание; временное подземное хранилище газа и газохимическая его переработка.

**ИНФОРМАЦИЯ О СТАТЬЕ.** Дата поступления 29 июня 2017 г.; дата принятия к печати 19 марта 2018 г.; дата онлайн-размещения 09 апреля 2018 г.

**A. F. Shupletsov***Baikal State University,  
Irkutsk, Russian Federation***A. I. Perelygin***Baikal State University,  
Irkutsk, Russian Federation*

## STRATEGY OF EFFICIENT INDUSTRIAL AND ECONOMIC ACTIVITY FOR ASSOCIATED GAS UTILIZATION IN EASTERN SIBERIA

**ABSTRACT.** New oilfield development in Eastern Siberia is carried out in terms of insulation from the urban areas, the centralized power-supply sources and road infrastructure. Flaring of associated gas is restricted by the federal law, but it is often the only possible technological decision during the first years of oilfield exploitation. The article considers the options of using gas as a fuel for power plants, as a crude material for gas chemical processing and export. The key project of developing the gas market in Eastern Siberian regions is construction of the gas transmission pipeline «Power of Siberia». In the context of two oilfields located in the northern regions of Irkutsk Oblast, the authors have simulated the ways of rational use of the associated gas, including gas sales to the Asian-Pacific countries, and have made a comparative analysis of economic efficiency of the project realization in terms of the current market.

**KEYWORDS.** Associated oil gas and its utilization; penalties for flaring; gas utilization; temporary underground gas storage and its gas chemical processing.

© А. Ф. Шуплецов, А. И. Перельгин, 2018

# Baikal Research Journal

электронный научный журнал Байкальского государственного университета

**ARTICLE INFO.** Received June 29, 2017; accepted March 19, 2018; available online April 09, 2018.

Россия мировой лидер по объему сжигания попутного нефтяного газа<sup>1</sup> (ПНГ), который сопоставим с объемом экспорта природного газа в Украину. Наибольший процент факельного сжигания при относительно небольшой доле в добыче ПНГ отмечается в Сибирском федеральном округе<sup>2</sup>.

Для того чтобы использование ПНГ в России стало выгодным бизнесом необходимо разработать долгосрочную стратегию государства, которая эффективно будет сочетать меры административного регулирования и экономического стимулирования [1, с. 39].

Правительством РФ разработаны и введены постановление № 1148 от 8 ноября 2012 г. и постановление № 1381 от 17 декабря 2016 г., которые определяют особенности исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ и устанавливают предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках — не более 5 % объема добытого попутного нефтяного газа. Выход на целевые уровни 95 %, которые задает государство, опираясь на мировые тенденции для нефтегазодобывающей отрасли, не всегда целесообразен. Планка в 90 % в среднем по России будет достигнута в течении двух-трех лет за счет реализации мероприятий на крупных месторождениях, а вот остальные 5 %, преимущественно мелкие месторождения, требуют отдельного внимания и инвестиционной поддержки [2, с. 27].

Платы за выбросы (как за сверхлимитное загрязнение), рассчитываются в отношении объема рассеянного и (или) сожженного попутного нефтяного газа, превышающего объем предельно допустимого показателя сжигания.

Анализируя параметры и условия расчета платы за выбросы, можно утверждать, что без технологий полезного использования ПНГ и систем учета, регулярные платежи за сжигание до 31 декабря 2019 г. приведут к снижению эффективности инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений, а с 2020г. объем выплат примет критичное значение вплоть до остановки реализации проектов и изъятия лицензии на право пользования участком недр. Компании, прежде не придававшие значения рациональному использованию попутного нефтяного газа, значительно интенсифицировали вложения в его утилизацию. Многие стали разрабатывать программы по выходу на нормативные показатели, реализуемые с разной степенью интенсивности [3].

Из существующих способов рационального использования ПНГ, которые удовлетворяют территориальным, производственно-геологическим, инфраструктурным, географическим и климатическим условиям деятельности можно выделить: газохимическую переработку на месторождении; сбор ПНГ и транспортировку его на газоперерабатывающие заводы; использование для собственных нужд производства, применение газопоршневых или газотурбинных электростанций; закачка ПНГ в геологический резервуар (пласт-коллектор) с целью временного подземного хранения или ВПХГ; продажа газа на внутренний и внешние рынки [4–7].

Рациональный путь утилизации попутного газа — использование его в производстве химического сырья. Газохимическая переработка на месторождениях свя-

<sup>1</sup> Попутный нефтяной газ (ПНГ) — смесь различных газообразных углеводородов, растворенных в нефти; выделяющихся в процессе добычи и подготовки нефти. Организации, осуществляющие разработку нефтяных месторождений, расположенных в удалении от существующих региональных центров с развитой инфраструктурой, рассматривают ПНГ не в качестве ценного сырья, а скорее как побочный продукт нефтедобычи, наиболее простой способ утилизации которого — факельное сжигание на нефтепромыслах.

<sup>2</sup> Факелы разгорелись ярче, экспертная аналитика // Нефтегазовая вертикаль. 2017. март. URL: <http://www.ngv.ru/analytics/>.

зана со строительством установок по сжижению нефтяного газа и установок для получения технической пропан-бутановой смеси. Сжижение попутного нефтяного газа имеет ряд преимуществ: удобство хранения за счет увеличения плотности газа, повышение эффективности транспортировки и потребления энергоносителя. Сжиженный газ возможно хранить в специальных наземных резервуарах при атмосферном давлении и в случае необходимости транспортировать железнодорожным и автомобильным видами транспорта в цистернах. Все это позволяет газифицировать объекты, находящиеся на удалении от магистральных газопроводов, путем создания резерва сжиженного газа непосредственно у потребителя. Широкая фракция легких углеводородов, которые содержатся в ПНГ, представляет собой ценное сырье для производства полимеров — полиэтилена, полипропилена, полистирола, поливинилхлорида и синтетического каучука.

Для малых и средних по запасам нефти и территориально разобщенных месторождений, что характерно для Восточной Сибири, строительство отдельных газоперерабатывающих заводов экономически нецелесообразно [8, с. 14].

Тем не менее примеры реализации газохимической переработки в регионе существуют. Например «Иркутская нефтяная компания» заканчивает строительство ГПЗ мощностью по сырью 3.6 млн м<sup>3</sup>/сутки. В планах компании — еще два газоперерабатывающих завода на Ярактинском и один на Марковском месторождении суммарной мощностью по сырью 18 млн м<sup>3</sup>/сутки<sup>3</sup>. Преимуществом данного проекта является размещение газохимических заводов вблизи г. Усть-Кут, административного центра, имеющего доступ к железнодорожной инфраструктуре, что обеспечивает связь с внутренним и внешним рынком для транспортировки товарной продукции — пропана, бутана и стабильного газового конденсата.

Еще одним решением проблемы достижения 95 % утилизации ПНГ для недропользователей является закачка газа во временное подземное хранилище (ВПХГ). Восточная Сибирь в геологическом отношении характеризуется высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, поэтому в районе месторождения не всегда можно найти объект, способный вмещать дополнительные объемы газа, что влечет дополнительные капитальные затраты на транспорт к удаленному месту закачки.

Отличительной особенностью метода утилизации является сохранение запасов газа и возможность в любой момент начать отбор из подземного хранилища практически таким же технологическим способом, как и добычу из газовых месторождений. Технология закачки газа в пласт-коллектор включает в себя газокompрессорную станцию высокой мощности, способную обеспечить давление закачки на устье газонагнетательных скважин. Аналогичную технологию применяют при разработке месторождений для увеличения нефтеотдачи продуктивного пласта и поддержания пластового давления.

Один из распространенных способов утилизации ПНГ в России — использование газа для производства электроэнергии для собственных нужд. Применяют два типа электростанций: газопоршневые и газотурбинные, в зависимости от объемов, состава газа и потребности в электроэнергии. В условиях Восточной Сибири, где удаленность месторождений не позволяет получить доступ к централизованному энергоснабжению, установка электростанций на газовом топливе зачастую является единственной альтернативой дизельным электростанциям. Энергоблоки таких установок выдерживают температуру в диапазоне от +50 до -50 °С и защищены от ветровой нагрузки, что помогает решить проблему полезного использова-

<sup>3</sup> Попутный нефтяной газ 2016 : пост-релиз конференции // CREON Energy. М., 2018. URL: <http://www.creonenergy.ru>.

ния ПНГ на месторождениях, расположенных в условиях резкоконтинентального климата [9; 10].

Формирование крупных нефтегазовых комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, связанных с развитием производственной, транспортной и социальной инфраструктуры, является одной из основных стратегических инициатив в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 г.

В то время как Европа стремится к снижению потребления углеводородов и обретению энергетической независимости, страны Азиатско-Тихоокеанского региона охвачены масштабной индустриализацией и нуждаются в дополнительных энергоресурсах для обеспечения растущего спроса. По прогнозам, внутреннее потребление газа в России в 2015–2035 годах может увеличиться на 17–24 %, а экспорт газа — на 35–52 % (с 209 до 282–317 млрд м<sup>3</sup>)<sup>4</sup>.

21 мая 2014 г. «Газпром» и Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC) заключили крупнейший в истории российской и мировой газовой отрасли контракт на поставку газа. Рассчитанный на 30 лет договор предусматривает поставку до 38 млрд кубометров газа в год с общей ценой 400 млрд долларов за 30 лет. В рамках реализации этого исторического соглашения 1 сентября 2014 г. «Газпром» приступил к строительству газопровода «Сила Сибири» [11].

Для России, помимо формирования единой газотранспортной системы страны, МГ «Сила Сибири» может стать основным каналом транспортировки и экспорта попутного нефтяного газа, добываемого в Восточно-Сибирском регионе. Создание разветвленной системы газосборных промысловых трубопроводов от крупных месторождений нефти и газа и урегулирование условий доступа на подключение нефтегазодобывающих компаний региона позволят реализовать газ на внутреннем рынке и снять риски нестабильности в экспортных контрактах [12].

В европейской части России «Газпром» реализовал программу поэтапного достижения равной доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки с учетом стоимости альтернативных видов топлива. Рыночные принципы формирования внутренних цен на газ позволят создать условия, при которых продажа газа внутренним потребителям станет реальным источником дохода как для развития газовой отрасли, так и смежных отраслей промышленности и как следствие будет способствовать повышению энергетической эффективности национальной экономики.

Учитывая незавершенность строительства МГ «Сила Сибири» и динамично меняющуюся конъюнктуру рынка, экспортная цена и тариф на транспорт газа до границы с Китаем представляют большие неопределенности для перспективного планирования газовой инфраструктуры в регионе. В данной статье, для экономической оценки продажи ПНГ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, опираясь на имеющуюся информацию из официальных источников, произведем грубую оценку экспортной цены за вычетом расходов на транспортировку и пошлин (*netback price*) для конечной точки первой очереди строительства МГ «Сила Сибири» в районе Чаяндинского месторождения (табл.).

*Расчет netback price для независимых организаций при условии получения доступа к МГ «Сила Сибири»*

№	Статья затрат	Единица измерения	Значение	Комментарий
1	Цена нефти Brent на 2014 г	\$/баррель	103	На момент заключения сделки между ПАО «Газпром» и CNPC

<sup>4</sup> Проект энергетической стратегии России на период до 2035 г. от 01 февр. 2017 г. / Мин-во Энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1920>.

Окончание табл.

№	Статья затрат	Единица измерения	Значение	Комментарий
2	Цена нефти Brent	\$/баррель	55	Средняя цена на фьючерсы нефти Brent за 1 квартал 2017 г.
3	Курс доллара	р./\$	59	Средний курс доллара к рублю за 1 квартал 2017г.
4	Цена газа на границе с Китаем при стоимости Brent 103 \$/bbl	\$/тыс. м <sup>3</sup>	350	Общие условия контракта (38 млрд м <sup>3</sup> ; 400 млрд \$; 30 лет)
5	Экспортная пошлина на газ	%	30	Постановление Правительства РФ от 30 августа 2013 г. № 754
6	Тариф на услуги по транспортировке газа по существующим магистральным газопроводам ПАО «Газпром», с НДС	р./тыс. м <sup>3</sup> /100км	15,4	Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 08 июня 2015 г. для независимых организаций в пределах территории Российской Федерации
7	Netback price в точке сдачи на Чайядинском месторождении	р./тыс. м <sup>3</sup>	4333	Оценка выполнена по данным открытых источников информации на основе конкретных макроэкономических параметров

Смоделированы варианты разработки нескольких месторождений с 2020 г. На рис. 1.1. и 1.2. приведены профили добычи ПНГ двух месторождений, которые расположены в северных районах Иркутской области: крупное (пик добычи нефти 3,5 млн.т./год) и мелкое (пик добычи нефти 1 млн.т./год). Уровни добычи ПНГ напрямую зависят от добычи нефти, что в свою очередь связано с масштабами месторождения и объемами извлекаемых запасов.

В верхней части рис. 1 и 2 приведен баланс газа. Важно отметить, что более 50 % газа используются на собственные нужды для целей генерации электроэнергии, объем потребления которой рассчитывается с учетом на подготовку нефти до товарного качества, на поддержание работы фонда скважин, на обслуживание зданий и сооружений. В случае малого месторождения уровни добычи нефти и ПНГ резко снижаются, при этом потреблении электроэнергии сохраняется на том же уровне ввиду роста обводненности фонда скважин. Объем газа, который возможно утилизировать или отправить на экспорт — нестабильный и в течении 10 лет фактически снижается до нуля<sup>5</sup>.

Сжигание ПНГ — стопроцентное сжигание на факельной установке всего объема ПНГ, за исключением собственных нужд. Вариант отражает затраты организации при отказе от полезного использования ПНГ и выплату штрафов за сжигание согласно действующего законодательства.

Утилизация ПНГ — закачка газа во временное подземное хранилище (пласт-коллектор). Объекты капитального строительства: газокompрессорная станция, электростанция собственных нужд, газоутилизирующие скважины, внутрипромысловые газопроводы.

<sup>5</sup> Для сравнения экономического эффекта различных сценариев использования ПНГ, из расчета исключены затраты на добычу, подготовку и перекачку нефти, а также всей инфраструктуры, которая не связана с технологией утилизации и подготовки газа на экспорт.

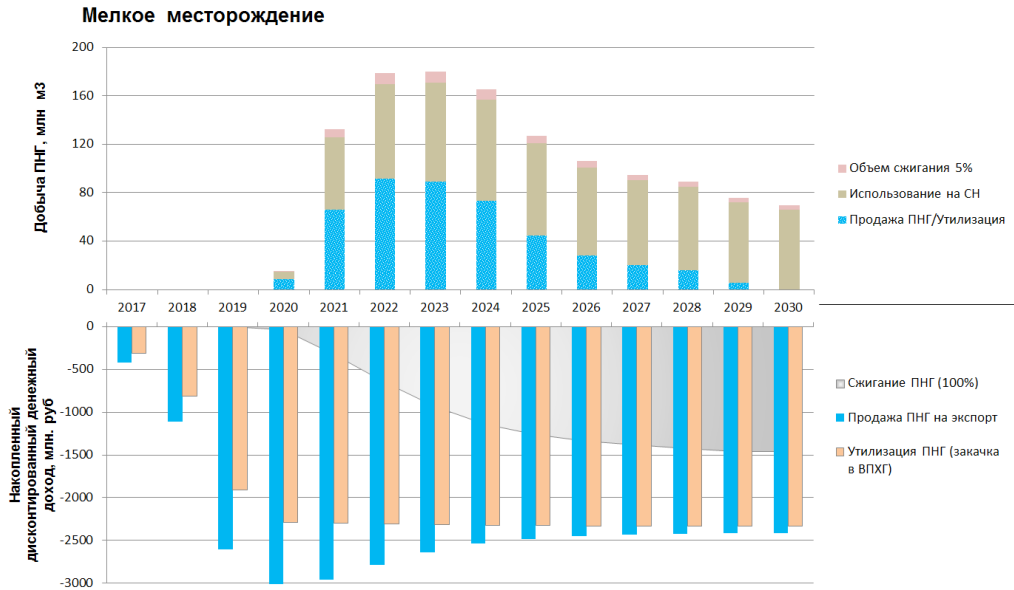


Рис. 1. Уровни добычи и экономическая эффективность мероприятий по полезному использованию ПНГ для малого месторождения

Экспорт ПНГ — сдача газа в МГ «Сила Сибири» и далее экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Объекты капитального строительства: газокompрессорная станция, электростанция собственных нужд, внутрипромысловые газопроводы, объекты подготовки газа до технических условий подключения к ПАО «Газпром», межпромысловый газопровод для доставки газа в точку сдачи на Чаяндинском месторождении.

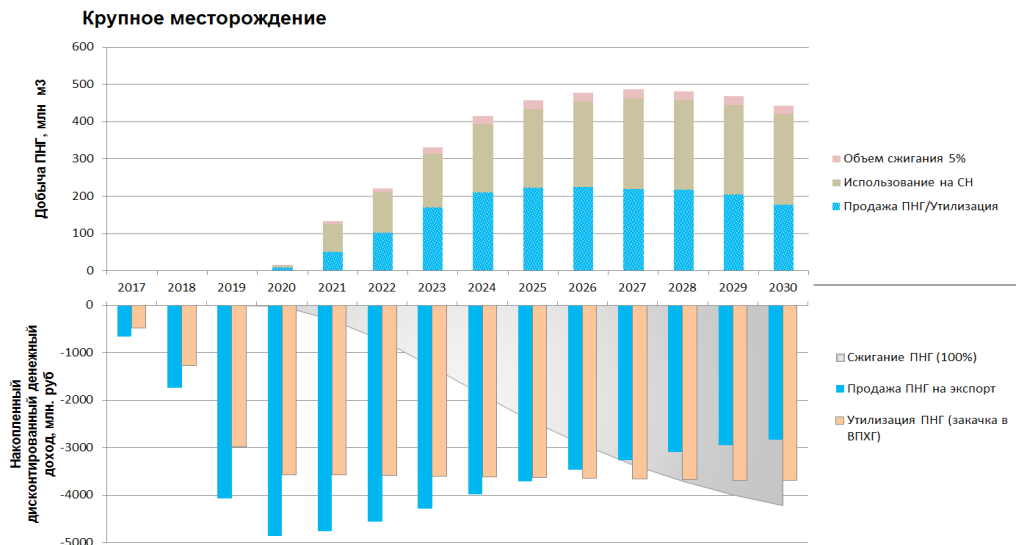


Рис. 2. Уровни добычи и экономическая эффективность мероприятий по полезному использованию ПНГ для крупного месторождения

Доходная часть от продажи газа на экспорт зависит от макроэкономических параметров, которые в различной степени влияют на окупаемость проекта. На рис. 3 представлена чувствительность чистой приведённой стоимости (NPV) для крупного месторождения к изменению предпосылок базового сценария в долгосрочном прогнозе.

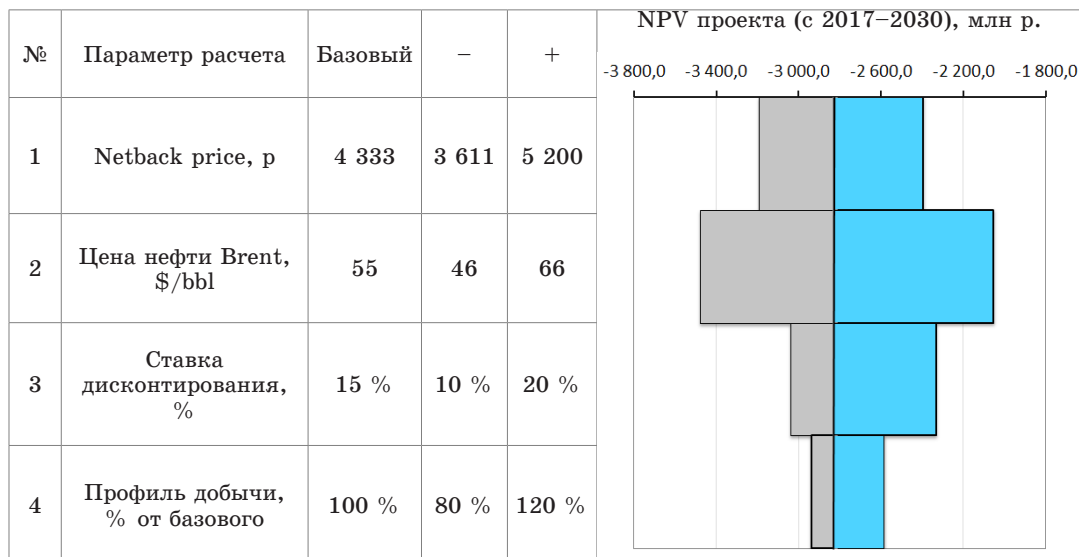


Рис. 3. Чувствительность чистой приведённой стоимости (NPV) к макроэкономическим предпосылкам и профилю добычи крупного месторождения

В нижней части рис. 1 и 2 представлена динамика накопленного дисконтированного денежного дохода. Рассмотрим подробнее представленные графики и выделим основные фазы на примере малого месторождения:

2017–2020 гг. — фаза подготовки месторождения к разработке, которая включает в себя расходы, связанные с проектированием, изысканиями, землеустроительными работами, материально-техническим обеспечением, строительством инфраструктуры месторождения. Наблюдается резко отрицательная динамика денежного потока;

2020–2023 гг. — фаза выхода на проектные уровни добычи. Основные затраты связаны с операционными расходами на обеспечение работы объектов инфраструктуры. Рост доходной составляющей от продажи в варианте экспорта газа;

2024–2030 гг. — фаза снижения добычи и роста обводненности эксплуатационного фонда. Сокращение объемов газа и дохода от продажи газа на экспорт. 2030 г. — завершение проекта по утилизации/экспорту ПНГ, весь газ расходуется на собственные нужды.

Во всех сценариях использования ПНГ профиль накопленного дисконтированного денежного дохода имеет ярко выраженную отрицательную динамику, что обусловлено высокими капитальными затратами на строительство газовой инфраструктуры и низкой или нулевой доходностью от реализации проекта. В реальности отрицательный эффект газовой опции нивелируется доходами от экспорта нефти — как основного добываемого сырья.

Платежи за сжигание газа на факельных установках в условиях жестких законодательных мер сопоставимы с затратами на реализацию проектов полезного

использования ПНГ. Однако вероятность 100 % сжигания газа в современных условиях маловероятна, учитывая что государство ведет постоянный мониторинг экологической безопасности и сохранения окружающей среды и вправе в любой момент изъять лицензию на право пользования участком недр у организаций-нарушителей. Административно-принудительный характер государственной политики, связанный с введением более жестких штрафных санкций по сжиганию ПНГ скорее ограничит освоение новых запасов углеводородов ввиду убыточности производства.

Решение проблемы полезного использования ПНГ носит инвестиционный характер, направленный на реализацию проектов, связанных с переработкой и использованием в производстве попутного нефтяного газа.

Экспорт газа будет играть первоочередную роль, т.к. доступ к магистральному газопроводу «Сила Сибири» откроет новые возможности для недропользователей Восточно-Сибирского региона и позволит реализовать не только программу 95 % использования ПНГ, но и приступить к разработке запасов свободного газа, которые на данный момент представляют низкий интерес для потенциальных инвесторов. Несмотря на отрицательный экономический эффект проекта, продемонстрированный в данной статье, продажа газа на экспорт будет наиболее рациональным вариантом использования ПНГ и может обеспечить возврат инвестиций при условии близости к газотранспортной инфраструктуре и благоприятной макроэкономической ситуации в России.

#### Список использованной литературы

1. Свиридова О. С. Использование ПНГ: организационные, экономические и правовые проблемы и пути их решения (Ч. 2) / О. С. Свиридова, Г. Г. Коварская, Г. И. Новак // Нефть, газ и бизнес. — 2015. — № 4. — С. 37–40.
2. Кудияров С. Время тушить факелы / С. Кудияров // Эксперт. — 2016. — № 15. — С. 24–27.
3. Книжников А. Ю. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. — 2017 / А. Ю. Книжников, А. М. Ильин. — М. : WWF России, 2017. — 34 с.
4. Важенина Л. В. Попутный нефтяной газ: опыт переработки и оценки эффективности / Л. В. Важенина / Тюмень : ТИУ, 2011. — 215 с.
5. Рачевский Б. С. Технологии коммерческой утилизации факельных попутных газов нефтяных месторождений / Б. С. Рачевский // Мир нефтепродуктов. — 2008. — № 7. — С. 24–31.
6. Разработка механизмов принятия экономических решений по утилизации попутного нефтяного газа [Электронный ресурс] / С. Н. Васильев [и др.] // Георесурсы, геонергетика, геополитика. — 2012. — № 2. — Режим доступа: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_6/vasiliev.html](http://oilgasjournal.ru/vol_6/vasiliev.html).
7. Ибрагимова А. В. Методическое обеспечение управления эффективностью утилизации попутного нефтяного газа на нефтедобывающих предприятиях : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / А. В. Ибрагимова. — Екатеринбург, 2015. — 197 с.
8. Эдер Л. В. Добыча и использование попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения нефдр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений / Л. В. Эдер, И. В. Проворная, И. В. Филимонова // Бурение и нефть. — 2016. — № 10. — С. 8–15.
9. Оздоева А. Х. Выбор технологий полезного использования попутного нефтяного газа на основе экономических оценок : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / А. Х. Оздоева. — М., 2016. — 170 с.
10. Касымов Т. М. Эффективность методов повышения полезного использования попутного нефтяного газа на средних удаленных месторождениях России / Т. М. Касымов, П. С. Дозморов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. — 2015. — № 1. — С. 114–117.
11. Бондаревич А. Газопровод «Сила Сибири» / А. Бондаревич // Инженерная защита. — 2014. — № 5. — С. 76–78.



12. Булатова Н. Н. Формирование региональной транспортно-логистической системы Байкальского региона / Н. Н. Булатова // Вестник транспорта. — 2011. — № 4. — С. 2–10.

### References

1. Sviridova O. S., Kovarskaya G. G., Novak G. I. Using AOG: oprganizational, economic and legal problems and ways of their solution (P. 2). *Neft', gaz i biznes = Oil, gas, and business*, 2015, no. 4, pp. 37–40. (In Russian).
2. Kudiyarov S. Time to put out flares. *Ekspert = Expert*, 2016, no. 15, pp. 24–27. (In Russian).
3. Knizhnikov A. Yu., Il'in A. M. *Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii — 2017* [Problems and prospects of using associated oil gas in Russia — 2017]. Moscow, WWF Rossii Publ., 2017. 34 p.
4. Vazhenina L. V. *Poputnyi neftyanoi gaz: opyt pererabotki i otsenki effektivnosti* [Associated oil gas: experience of processing and efficiency assessment]. Tyumen research University, 2011. 215 p.
5. Rachevskii B. S. Technologies of commercial utilization of flare associated gas of oil deposits. *Mir nefteproduktov = World of Oil Product*, 2008, no. 7, pp. 24–31. (In Russian).
6. Vasilev S. N., Aleskerov F. T., Ivanov A. A., Yakuba V. I. Mechanisms for economic decisions for utilization of oil associated gas. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika = Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*, 2012, no. 2. Available at: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_6/vasiliev.html](http://oilgasjournal.ru/vol_6/vasiliev.html) (In Russian).
7. Ibragimova A. V. *Metodicheskoe obespechenie upravleniya effektivnost'yu utilizatsii poputnogo neftyanogo gaza na neftedobyvayushchikh predpriyatiyakh. Kand. Diss.* [Methodical provision of efficiency management in utilizing associated oil gas at oil-production enterprises. Cand. Diss.]. Yekaterinburg, 2015. 197 p.
8. Eder L. V., Provornaya I. V., Filimonova I. V. The recovery and utilization of associated petroleum gas as the direction of comprehensive exploitation of mineral resources: the role of the state and business, technology and ecological limits. *Burenie i neft' = Drilling and oil*, 2016, no. 10, pp. 8–15. (In Russian).
9. Ozdoeva A. Kh. *Vybor tekhnologii poleznogo ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza na osnove ekonomicheskikh otsenok. Kand. Diss.* [Selecting technologies of beneficial use of associated oil gas in terms of economic assessments. Cand. Diss.]. Moscow, 2016. 170 p.
10. Kasymov T. M., Dozmorov P. S. Efficiency of methods of increasing beneficial use of associated oil gas in Russia's remote mid-sized deposit. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh = Problems of developing hydrocarbonic and ore mineral deposits*, 2015, no. 1, pp. 114–117. (In Russian).
11. Bondarevich A. Gas pipeline «Power of Siberia». *Inzhenernaya zashchita = Engineering Defence*, 2014, no. 5, pp. 76–78. (In Russian).
12. Bulatova N. N. Developing regional transport and logistic system of Baikal Region. *Vestnik transporta = Transport Bulletin*, 2011, no. 4, pp. 2–10. (In Russian).

### Информация об авторах

*Шуплецов Александр Федорович* — доктор экономических наук, профессор, зав. кафедрой экономики предприятия и предпринимательской деятельности, Байкальский государственный университет, 664003, г. Иркутск, ул. Ленина, 11, e-mail: [ShupletsovAF@bgu.ru](mailto:ShupletsovAF@bgu.ru).

*Перельгин Андрей Иванович* — аспирант, кафедра экономики предприятий и предпринимательской деятельности, Байкальский государственный университет, г. Иркутск, e-mail: [perelygin.andrey@gmail.com](mailto:perelygin.andrey@gmail.com).

### Authors

*Shupletsov Alexander Fedorovich* — Doctor habil. in Economics, Professor, Head of Chair of Enterprise Economics and Entrepreneurship, Baikal State University, 11 Lenin St., 664003, Irkutsk, e-mail: [ShupletsovAF@bgu.ru](mailto:ShupletsovAF@bgu.ru).

*Perelygin Andrey Ivanovich* — PhD Student, Chair of Enterprise Economy and Entrepreneurship, Baikal State University, 11 Lenin St., 664003, Irkutsk, e-mail: [perelygin.andrey@gmail.com](mailto:perelygin.andrey@gmail.com).

**Для цитирования**

Шуплецов А. Ф. Стратегия эффективной производственно-экономической деятельности по использованию попутного нефтяного газа в Восточной Сибири / А. Ф. Шуплецов, А. И. Перельгин // *Baikal Research Journal*. — 2018. — Т. 9, № 1. — DOI : [10.17150/2411-6262.2018.9\(1\).5](https://doi.org/10.17150/2411-6262.2018.9(1).5).

**For citation**

Shupletsov A. F., Perelygin A. I. Strategy of Efficient Industrial and Economic Activity for Associated Gas Utilization in Eastern Siberia. *Baikal Research Journal*, 2018, vol. 9, no. 1. DOI: [10.17150/2411-6262.2018.9\(1\).5](https://doi.org/10.17150/2411-6262.2018.9(1).5). (In Russian).