

Система управления рисками на газодобывающих предприятиях Республики Коми

Risk management system at gas producing enterprises of the Komi Republic

Ковалев И.В., Хлопина Д. М., Богданова Т. Н.

I. Kovalev , D. Khlopin, T. Bogdanova

Эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) на поздней стадии разработки связана для добывающих предприятий с многочисленными рисками, в основе которых, как правило, находятся проблемы технологического и экономического характера. В работе сформирован перечень возможных рисков, возникающих при принятии технологических решений в различных сферах деятельности Вуктыльского газопромыслового управления (ГПУ), представлены матрицы рисков и управляемости рисками.

Operation of oil-gas condensate fields at a late stage of development is connected for mining companies with numerous risks at the heart of which, as a rule, there are problems of technological and economic character. In work the list of the possible risks arising at acceptance of technology solutions in various fields of activity of Vuktylsky gas-field management is created, risk matrixes and controllability are presented by risks.

Ключевые слова: газодобывающее предприятие, завершающая стадия разработки, система управления рисками, методы оценки рисков, матрица рисков, матрица управляемости рисков.

Keywords: gas enterprise, closing stage of development, risk management system, methods of assessment of risks, risk matrix, matrix of controllability of risks.

Введение

Эксплуатация месторождений углеводородов на завершающей стадии развития, как правило, выявляет несоответствие проектных и фактических показателей добычи, обусловленное изменениями геологических показателей добычи углеводородов и пластовой воды. Технологические документы по разработке основываются на устаревших проектных решениях, характеризуются наличием избыточных мощностей.

Результатом накопленных изменений является значительный рост удельных эксплуатационных расходов, производственные потери и риски и необходимость инвестиционных вложений в реконструкцию и поддержание как фонда эксплуатационных скважин, так и промысловое обустройство.

Таким образом, в рамках дополнительных проектных документов должны вноситься соответствующие коррективы, реализация которых позволит оптимизировать затраты месторождения и сократить риски его последующей эксплуатации.

Обзор работ по особенностям эксплуатации месторождений Западной Сибири, находящихся на завершающей стадии разработки подтвердил, что наибольшее влияние на формирование себестоимости газа оказывают статьи затрат «капитальный ремонт», «НДПИ», «амортизация ОПФ», а также «энергетические затраты» и «вспомогательные материалы» [3, с. 31-35; 10, с.1; 7, с.26-30; 1, с. 17-19; 9, с. 77]. Факторный анализ, осуществленный исследователями, свидетельствует о том, что рост себестоимости в рассматриваемом периоде связан как с изменением объемов добычи углеводородов, так и с ростом текущих затрат.

Анализ нормативно-законодательной базы позволил выявить основные отечественные государственные стандарты (ГОСТы)¹, а также корпоративные²

¹ ГОСТ Р ИСО 31000-2010 Менеджмент риска. Принципы и руководство; ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011 Менеджмент риска. Методы оценки риска; ГОСТ Р 51901.11-2005 (МЭК 61882:2001) Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство; ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006) Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов; ГОСТ Р 51901.23-2012 Менеджмент риска. Реестр риска. Руководство по оценке риска опасных событий для включения в реестр риска.

требования ПАО «Газпром» в области менеджмента рисков. Активно развивается система управления рисками ПАО «Газпром нефть», которая в дополнение к финансовым и операционным рискам, включает риски социального и экологического характера, в том числе риски, связанные с кадровыми ресурсами, промышленной и экологической безопасностью [8, с. 4]. Однако, несмотря на то, что внедрение российских ГОСТов осуществлялось на протяжении последнего десятилетия, широкого распространения на предприятиях газовой отрасли Республики Коми с позиций качественного описания рисков они пока не получили. Отчасти это подтверждается исследованием «Система управления рисками в компаниях», согласно которому был осуществлен анализ практики стратегического управления рисками в компаниях Республики Коми [12, с.100-130].

В настоящей статье будут рассмотрены, систематизированы и идентифицированы риски, связанные с деятельностью филиала Вуктыльского ГПУ ООО «Газпром добыча Краснодар», которое осуществляет добычу и транспорт углеводородов в Республике Коми.

Вместе с тем полный цикл управления рисками на данном предприятии должен включать следующие этапы – формирования внутренней среды, постановки целей, идентификации и оценки рисков, реагирования на риск, разработки и реализация мероприятий по управлению рисками, мониторинга рисков и статуса мероприятий по управлению рисками, формирования отчетности, обмена информацией и коммуникациями [5, с. 7].

Актуальность темы исследования заключается в проведении факторного анализа рисков с целью принятия решения по дальнейшей эксплуатации месторождений на завершающей стадии разработки.

² Политика управления рисками ПАО «Газпром», утверждена решением Совета директоров ПАО «Газпром» от 30.10.2015 № 2619; Положение о системе управления рисками Группы Газпром, утверждено решением Совета директоров ПАО «Газпром» от 26.11.2015 № 2628; Приказ ПАО «Газпром» от 20.04.2017 № 243 «О формах корпоративной периодической и годовой статистической отчетности»; Методические рекомендации по управлению рисками с использованием качественных оценок, утверждены распоряжением ПАО «Газпром» от 28.11.2017 № 394.

Система управления рисками предоставляет всесторонний анализ рисков, способных как привести месторождение к консервации, так и дать вторую жизнь.

Основное месторождение Вуктыльского ГПУ – Вуктыльское НГКМ – находится в завершающей стадии эксплуатации и характеризуется целым рядом технологических и экономических проблем. Технологические сложности связаны, прежде всего, с низким энергетическим потенциалом пласта, осложненными условиями эксплуатации скважин, а именно: снижением рабочих дебитов и сокращением действующего фонда [6, с. 29].

Система управления рисками.

Авторы считают, что в процессе эксплуатации месторождений Вуктыльского ГПУ могут проявиться следующие виды рисков:

- технологические риски (отказы оборудования, аварии);
- финансовые риски (инфляционный, дефляционный или валютный риски, изменение налоговой системы, изменение цен на продукцию добычи и переработки углеводородов, риск упущенной выгоды и т.д.);
- геологические риски;
- риски, связанные с жизнью и здоровьем людей;
- репутационные риски (ведущие к потере имиджа, риску возникновения социальной напряженности);
- маркетинговые риски (изменение номенклатуры выпускаемой продукции, диверсификация каналов сбыта)³;
- юридические риски (выполнение лицензионных обязательств, проработка договорных обязательств);
- экологические риски (ликвидация последствий техногенных аварий и катастроф);
- строительные риски (строительство объектов бурения и промышленной инфраструктуры);
- обстоятельства непреодолимой силы или форс-мажор.

³ Этот вид риска, с точки зрения авторов, для дочерней компании ПАО «Газпром» представляется несущественным, поскольку компания реализует товарную продукцию путем передачи ее головной организации на головных сооружениях Вуктыльского ГПУ.

В практике реализации бизнес-планов, инвестиционных и инновационных проектов значительное внимание уделяется методам оценки рисков.

Анализ рисков подразделяется на качественный (под которым понимается описание всех предполагаемых рисков, а также стоимостная оценка их последствий и комплекса мер по снижению) и количественный (предполагающий проведение расчетов изменения эффективности мероприятий в связи с их наступлением) [12, с.36-40]. Наиболее часто встречающимися количественными методами анализа рисков являются анализ чувствительности, метод корректировки нормы дисконта, метод достоверных эквивалентов, построение дерева решений, анализ сценариев и имитационное моделирование рисков по методу Монте-Карло [2, с.4].

Таблица 1.

Ключевые риски и методы их количественной оценки применительно к технологическим решениям филиала Вуктыльского ГПУ ООО «Газпром добыча Краснодар»

Направление технологических решений	Перечень возможных рисков	Метод оценки
Бурение скважин	Геологический риск, риск потери лицензионного соглашения, риск смещения сроков бурения, инфляционный, дефляционный или валютный риски, изменение ценового и налогового окружения.	Построение «дерева» решений, метод Монте-Карло, анализ чувствительности, рассмотрение ставки дисконтирования с учетом премии за риск
Проведение геолого-технических мероприятий	Геологический риск, инфляционный, дефляционный или валютный риски, изменение ценового и налогового окружения, риск упущенной выгоды.	Построение «дерева» решений, метод Монте-Карло, анализ чувствительности, рассмотрение ставки дисконтирования с учетом премии за риск
Реконструкция объектов обустройства месторождения	Риск упущенной выгоды, технологический риск, экологический риск, инфляционный, дефляционный или валютный риски, изменение ценового и налогового окружения.	Построение «дерева» решений, рассмотрение ставки дисконтирования с учетом премии за риск

Продолжение таблицы 1

Приобретение оборудования для поддержания производственных мощностей	Риск упущенной выгоды, технологический риск, экологический риск, инфляционный, дефляционный или валютный риски, изменение ценового и налогового окружения.	Построение «дерева» решений, рассмотрение ставки дисконтирования с учетом премии за риск
Строительство объектов экологической и промышленной безопасности	Риск упущенной выгоды, технологический риск, экологический риск, инфляционный, дефляционный или валютный риски, изменение налогового окружения, риск потери имиджа и т.д.	Построение «дерева» решений
Непромышленное строительство	Инфляционный, дефляционный или валютный риски, изменение налогового окружения, риск возникновения социальной напряженности и т.д.	Построение «дерева» решений

В таблице 1 нами конкретизированы виды рисков, возникающие при принятии технологических решений в различных сферах деятельности Вуктыльского ГПУ. Также в таблице предложены инструменты количественной оценки рисков.

Оценка существующей системы разработки месторождений Вуктыльского ГПУ обусловила наличие следующих проблем [11, с.122]:

- падение пластового, устьевого и выходного давлений по системе «пласт – скважина – газосборная сеть – установка комплексной подготовки газа (УКПГ)», увеличение проблемного фонда скважин (скопление жидкости на забоях, вынос механических примесей, гидрато- и парафиноотложения, высокая обводненность продукции);
- необходимость проведения масштабной реконструкции мощностей по компримированию газа вследствие снижения загрузки компримирующих мощностей Вуктыльского ГПУ;
- наличие неоптимальных и несоответствующих современному техническому развитию проектных решений.

Анализ потенциальных возможностей существующей инфраструктуры месторождений Вуктыльского ГПУ выявил:

- возможность применения современных технических решений, материалов,

моделирования, систем организации безопасной и эффективной эксплуатации инфраструктурных объектов нефтегазоконденсатных месторождений;

- наличие избыточных мощностей, резервов оборудования для формирования обменного фонда;

- наличие в районе производственной деятельности компетентных сервисных компаний и надлежащего выбора альтернативных подрядчиков;

По результатам анализа проблем и возможностей идентифицируем риски, которые могут быть положены в основу системы управления рисками на газодобывающем предприятии.

Нанесем на матрицу основные идентифицированные риски производственной деятельности предприятия на текущий момент (рис. 1):

1. увеличение проблемного фонда скважин;
2. снижение загрузки компримирующих мощностей;
3. необходимость реконструкции дожимной компрессорной станции;
4. наличие неоптимальных (устаревших) проектных решений.

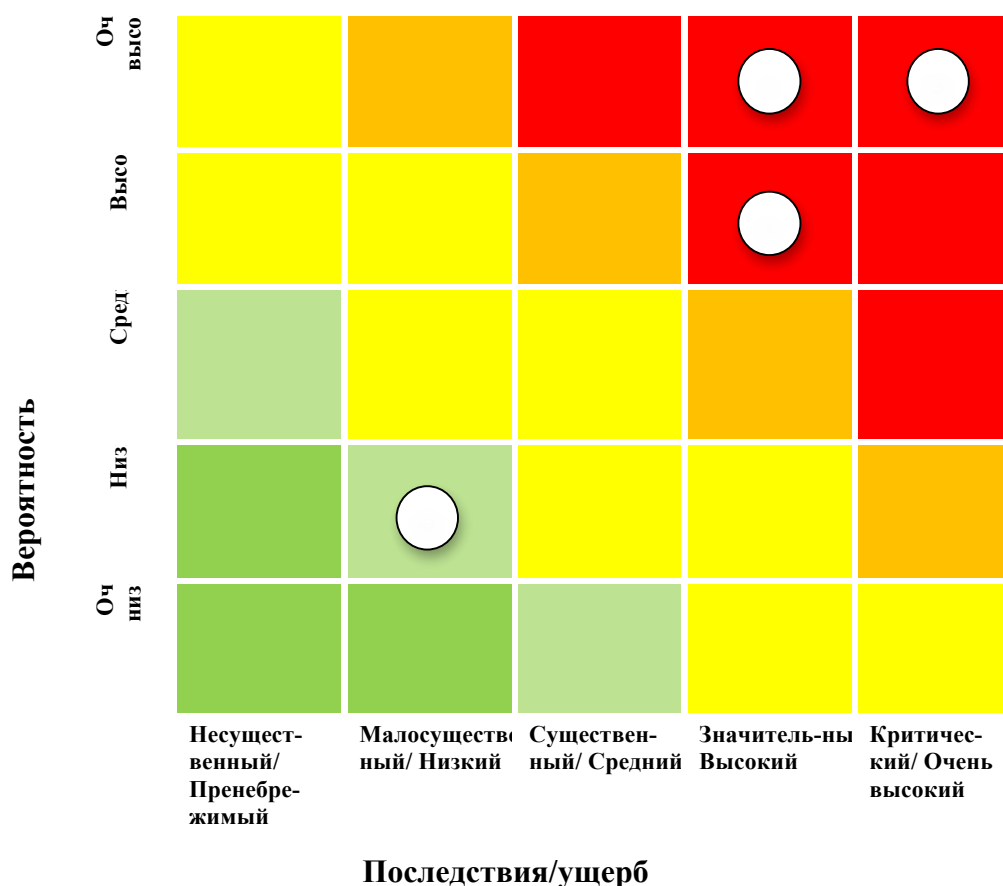


Рис. 1. Матрица риска для Вуктыльского ГПУ

Риски 1, 2 и 3 по своей значимости выходят на первый план, поскольку уровень этих рисков критичен и требует снижения (рис. 2). Риск 4 характеризуется несущественным уровнем риска и может быть принят предприятием.

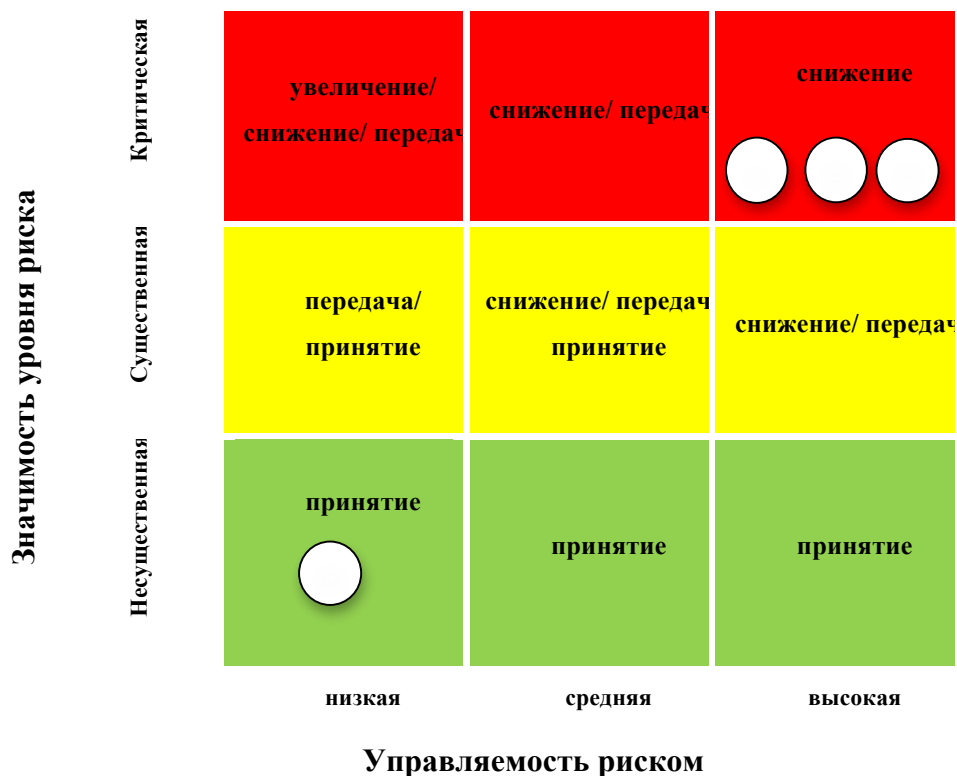


Рис. 2. Матрица значимости/управляемости рисков

По результатам оценки рисков создается перечень мероприятий для формирования перспективной целевой инфраструктуры месторождения.

Например, для того, чтобы снизить риск 3 необходимо сократить количество агрегатов ДКС, и снизить тем самым, избыточные мощности дожимной компрессорной станции, рассчитав их на объемы углеводородов, характерные для завершающей стадии разработки месторождений. Однако это решение сопряжено с инвестиционными затратами на реконструкцию дожимной компрессорной станции.

Заключение.

В рамках существующих лимитов инвестиционных и операционных затрат вырабатываются опции наборов технических решений, определяющих варианты осуществления проектов. Оценка экономической эффективности сформированных проектных вариантов проводится в соответствии с

Методическими рекомендациями [4, с.74-98].

Впоследствии предприятие осуществляет мониторинг рисков, постоянно обновляя статус мероприятий по управлению рисками на основе сформированной отчетности.

В целом данная система управления рисками будет содействовать руководству в принятии решений по дальнейшей реализации проектов в области эксплуатации месторождений на завершающей его стадии.

Литература

1. Корякин А.Ю., Николаев О.А., Гузов В.Ф., Пристанский А.Г., Александров В.В. Актуальные вопросы завершающей стадии разработки основных базовых месторождений ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 17 – 19.

2. Мазурина Е.В., Разманова С.В. Учет рисков и неопределенности в инвестиционном проектировании нефтегазового бизнеса // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, 2006. – № 6. – С. 4-13.

3. Меньшиков С.Н., Елгин В.В., Серeda Т.Е., Ягольницер М.А. Особенности оптимизации затрат газодобывающих предприятий на поздних стадиях эксплуатации месторождений // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2010. – № 2. – с. 31–35.

4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция): утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, ГК по строит., архит. и жил. политике / авт. кол.: В.В. Косов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров и др. – М.: ОАО «НПО Изд-во «Экономика», 2000. – 421 с.

5. Методические рекомендации по управлению рисками с использованием качественных оценок – СПб.: ПАО «Газпром» – 2017. – 72 с.

6. Разманова С.В., Мазурина Е.В. Комплексный подход к оценке экономической эффективности разработки месторождений углеводородов на

завершающем этапе // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2010. – № 6. – С. 25–30.

7. Разманова С.В., Мазурина Е.В., Шульц Е.В., Богданова Е.Н. Проблемы добычи углеводородов на завершающей стадии и их решение // Газовая промышленность, 2014. – № 8 (708s). – С.26-30.

8. Саннэ А.В. Управление рисками ПАО «Газпром нефть» // Форум молодых ученых – № 5 (9). – 5 с. [Электронный ресурс]. – URL: [http://forum-nauka.ru/domains_data/files/9/Sanne%203%20\(1\).pdf](http://forum-nauka.ru/domains_data/files/9/Sanne%203%20(1).pdf) (дата обращения 21.03.2018)

9. Скударь О.О., Янина И.В. Подходы к анализу и прогнозированию затрат по обслуживанию объектов наземной инфраструктуры месторождений // ПРОнефть, 2016. – № 2. – С. 76–80.

10. Сулейманов Р., Ланчаков Г., Маринин В., Москвичев В., Григулецкий В. Проблемы Большого Уренгоя // Нефтесервис – М.: Издательская группа «Индустрия» – 2008. – № 4. [Электронный ресурс]. – URL: <http://indpg.ru/nefteservis/2008/04/20007.html> (дата обращения 20.03.2018)

11. Труфанов С. В., Лаптев Е.М. Эксплуатация установки переработки углеводородов Сосногорского ГПЗ в условиях снижения объема сырья // V Международная молодежная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность»: Тезисы докладов V международной научно-практической конф., 20-22 ноября 2013 г. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013. – С. 122.

12. Шихвердиев А.П. Корпоративный контроль и управление рисками в системе корпоративного управления – Сыктывкар: СГУ, 2012. – 138 с.