

Актуальные проблемы оценки лицензионных рисков при разработке месторождений*

Actual Problems of Assessment of License Risks in Field Development

И. МАКАРОВ, В. ПРУДНИКОВ

Макаров Иван Владимирович, аспирант кафедры цифровой экономики и коммуникаций ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий» (УУНиТ). E-mail: makarov.uust@mail.ru

Прудников Вадим Борисович, канд. техн. наук, доцент кафедры цифровой экономики и коммуникации УУНиТ. E-mail: prudnikov.bgu@mail.ru

В статье рассматриваются актуальные вопросы несоответствия проектных и фактических показателей при разработке месторождений нефти и газа. Освещаются последствия таких нарушений, включая штрафы, уголовную ответственность и потерю лицензий. Статья обосновывает необходимость разработки более эффективных механизмов мониторинга и контроля допустимых отклонений, подчеркивая недостаточную эффективность существующих систем. Для решения проблемы предложено использование современных технологий и аналитических инструментов, которые помогут своевременно выявлять отклонения между проектными и фактическими показателями.

Ключевые слова: ПТД, проектно-техническая документация, допустимые отклонения, анализ лицензионных рисков.

The article deals with topical issues of inconsistency between design and actual indicators in the development of oil and gas fields. The consequences of such violations, including fines, criminal liability and loss of licenses, are highlighted. The article substantiates the need to develop more effective mechanisms for monitoring and controlling permissible deviations, emphasizing the insufficient effectiveness of existing systems. To solve the problem, it is proposed to use modern technologies and analytical tools that will help to identify deviations between design and actual indicators in a timely manner.

Key words: design and technical documentation, permissible deviations, analysis of licensing risks.

Введение

Современная индустрия добычи нефти и газа сталкивается с рядом сложных задач, среди которых одной из основных является несоответствие между проектными уровнями в проектно-технических документах (ПТД) и фактическими значениями. Эта проблема становится все более актуальной и требует немедленного внимания, поскольку она оказывает значительное влияние на операционную эффективность и финансовые результаты компаний в нефтяной отрасли.

Одной из ключевых составляющих в этой сфере является контроль за допустимыми отклонениями показателей разработки. Нарушения лицензионных требований и превышение допустимых отклонения от проектных могут иметь серьезные последствия для компании, такие как штрафы, уголовная ответственность или потеря лицензии [4]. Проектные уровни в технических документах являются основой для планирования, расчетов экономической эффективности и оценки степени использования ресурсов месторождения. Однако реальные уровни добычи часто отличаются от проектных значений, что порождает серьезные проблемы для всей отрасли.

Методы

Рассматривая данную проблему, можно выделить несколько потенциальных подходов и методов:

* Ссылка на статью: Макаров И.В., Прудников В.Б. Актуальные проблемы оценки лицензионных рисков при разработке месторождений // Экономика и управление: научно-практический журнал. 2024. № 1. С. 126–131. DOI: 10.34773/EU.2024.1.22.

1. Анализ и контроль данных. Применение методов анализа и контроля данных для выявления отклонений между проектными и фактическими показателями.

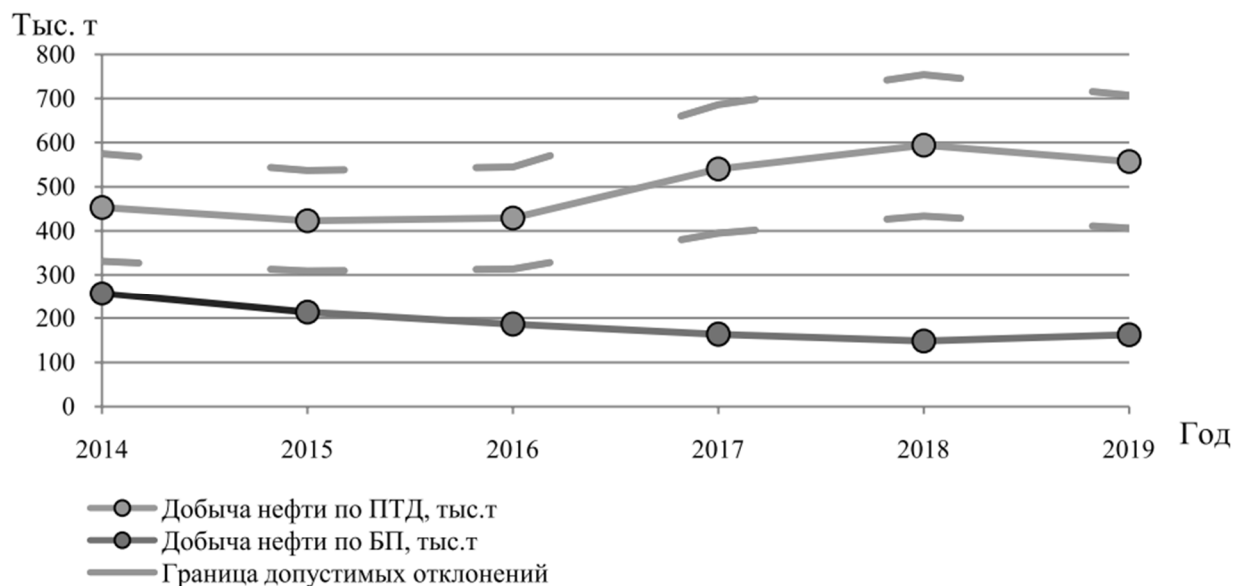
2. Планирование и прогнозирование. Использование более точного планирования и прогнозирования основных показателей месторождений.

3. Согласование с регулируемыми органами. Применение методов согласования и взаимодействия с комиссией при Федеральном агентстве по недропользованию (Роснедра).

4. Обновление проектно-технической документации. Применение методов обновления проектно-технической документации в соответствии с изменениями в законодательстве и реальными условиями работы.

5. Использование технологий для улучшения управления. Внедрение современных технологий, таких как системы автоматизации, искусственный интеллект и аналитические инструменты, для управления основными показателями месторождений.

К примеру, компания ПАО «НК «Роснефть» столкнулось с серьезными расхождениями уровней добычи, как показано на рисунке, отображающем различия между бизнес-планом и Проектно-техническим документом (ПТД) на одном из месторождений [1]. Это является лишь одним из наглядных примеров сложившейся ситуации, требующей немедленного вмешательства и разработки эффективных решений.



Сравнение Бизнес-плана и ПТД

Граница допустимых отклонение фактической годовой добычи от проектной – это установленный процент, в пределах которого фактические показатели могут отклоняться от указанных в проектной документации без нарушения условий лицензии или других регуляторных требований. Этот параметр критичен для обеспечения соответствия операционной деятельности нормативным требованиям и экономическим планам.

Помимо основных показателей добычи нефти и газа, для оценки лицензионных рисков и контроля за разработкой месторождений используются и другие ключевые показатели [2]:

1. Ввод новых добывающих нефтяных скважин, шт.
2. Ввод новых добывающих газовых скважин, шт.
3. Ввод новых водонагнетательных скважин, шт.
4. Ввод новых газонагнетательных скважин, шт.
5. Действующий фонд добывающих нефтяных скважин, шт.
6. Действующий фонд добывающих газовых скважин, шт.
7. Действующий фонд водонагнетательных скважин, шт.
8. Действующий фонд газонагнетательных скважин, шт.

9. Уровень использования попутного нефтяного газа, %.
10. Эксплуатационный фонд добывающих скважин, шт.
11. Бездействующий фонд добывающих скважин, %.
12. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин, шт.
13. Бездействующий фонд нагнетательных скважин, %.
14. Добыча свободного газа и газа газовой шапки суммарно (только из газовых скважин), млн м³.

Для показателей добычи нефти допустимое отклонение годовой добычи от проектной рассчитывается по таблице 1, для показателей добычи газа допустимое отклонение рассчитывается по таблице 2 [2; 6].

Таблица 1

Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти от проектной

Проектный уровень годовой добычи нефти по месторождению, млн т.	Допустимое отклонение (±) фактической годовой добычи от проектной, %
до 0,01(включительно)	не регламентируется
более 0,01 до 0,025 (включительно)	50,0
более 0,025 до 0,05 (включительно)	40,0
более 0,05 до 0,10 (включительно)	30,0
более 0,10 до 1,0 (включительно)	25,0
более 1,0 до 5,0 (включительно)	20,0
более 5,0 до 10,0 (включительно)	15,0
более 10,0 до 15,0 (включительно)	12,0
более 15,0 до 20,0 (включительно)	10,0
более 20,0 до 25,0 (включительно)	8,5
более 25,0	7,5

Таблица 2

Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти от проектной

Проектный уровень годовой добычи свободного газа по месторождению, млрд м ³	Допустимое отклонение (±) фактической годовой добычи от проектной, %
до 0,5(включительно)	50
более 0,5 до 2 (включительно)	40
более 2 до 10 (включительно)	30
более 10	20

Если для месторождений, находящихся в промышленной разработке, уровень добычи которых не регламентируется (согласно таблицам, приведенным выше), накопленная добыча после 5 лет с даты утверждения ПТД превышает отклонение +/- 50 % от проектной накопленной добычи, недропользователем должен быть составлен новый ПТД. Это означает, что показатель годовой добычи считается невыполненным.

Для показателя «ввод новых скважин» отклонения в сторону увеличения количества вводимых новых скважин не регламентируются. Отклонения в сторону уменьшения количества вводимых новых скважин представлены в таблице 3.

Таблица 3

Допустимые отклонения для показателя «ввод новых скважин»

Количество скважин согласно ПТД, шт.	Допустимое отклонение, %
до 10	(не регламентируется)
от 11 до 25	45
от 26 до 50	40
от 51 до 100	30
101 и более	20

В случае, если число введенных новых скважин по итогу отчетного года находится в пределах допустимого отклонения, но при этом количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет, менее 80 % от предусмотренного в ПТД, то показатель по вводу новых скважин считается невыполненным.

Для показателя «действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин» отклонения в сторону уменьшения количества нагнетательных скважин в действующем фонде устанавливаются в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4

Допустимые отклонения для показателя «действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин»

Количество скважин согласно ПТД, шт.	Допустимое отклонение, %
до 10	не регламентируется
от 11 до 50	40
от 51 до 200	30
201 и более	20

Допустимая величина бездействующего фонда скважин в процентах от количества скважин эксплуатационного фонда устанавливается в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5

Допустимая величина бездействующего фонда скважин

Фактический эксплуатационный фонд скважин, шт.	Допустимая величина бездействующего фонда скважин от эксплуатационного, %
менее 10	не регламентируется
от 11 до 50	20,0
от 51 до 200	15,0
от 201 до 500	12,5
более 500	10,0

Для других типов показателей допустимое отклонение равно 10 %.

Наличие риска на месторождении рассчитывается на основе значения риска в текущем, в предшествующих трех или следующих пяти годах по всем выбранным показателям. Если хотя бы по одному году из выбранного периода есть риск превышения допустимых отклонений, это означает, что есть риск по всему месторождению.

Результаты

Одной из проблем выявления отклонений является несоответствие между действующим законодательством и реальными условиями работы нефтедобывающих компаний. Уровни добычи нефти и газа на месторождениях закреплены в технических проектах, и любое изменение требует согласования с комиссией при Роснедрах. Министерство природных ресурсов и экологии РФ предлагало продлить срок разрешения на отклонение от проектных показателей по добыче полезных ископаемых до конца 2023 года [3]. Это решение было принято в свете западных санкций против России и нацелено на поддержку компаний-недропользователей в условиях экономических и политических ограничений. Антикризисное постановление, принятое для поддержки нефтедобывающих компаний, позволяет переносить сроки и осуществлять отклонения от уровней геологоразведки и добычи, приостанавливать лицензии на два года, а также продлевать сроки устранения уведомлений о нарушении условий лицензий до двух лет.

Помимо внутренних правовых норм, влияние на объемы добычи оказывают и мировые договоренности. Недавние соглашения в рамках ОПЕК+ отражают снижение объемов добычи нефти для ряда стран. Например, для России и Саудовской Аравии базовым уровнем взяты 11 миллионов баррелей в сутки, что предусматривает снижение добычи на 23 %, 18 % и 14 % в разные периоды времени [5]. Необходимость снижения добычи, обусловленная участием

в сделке ОПЕК+, ведет к сложностям в планировании, управлении и технической реализации проектов добычи. Эти изменения в законодательстве и требованиях могут привести к необходимости пересмотра и создания новых ПТД, что может стать источником новых проблем.

Это решение также вызывает ряд проблем и поднимает важные вопросы относительно контроля за уровнем добычи нефти и газа. Хотя этот шаг может принести временное облегчение для компаний, он вызывает серьезные вопросы о долгосрочной устойчивости, контроле за экологической безопасностью и прозрачностью в деятельности нефтедобывающих организаций. Необходимость баланса между поддержкой отрасли и сохранением природных ресурсов требует дальнейшего обсуждения и разработки более сбалансированных мер, способствующих развитию индустрии нефтедобычи при сохранении экологической устойчивости и контроля за реальными объемами добычи.

Обсуждение

В рамках такой обширной деятельности компания сталкивается с множеством рисков, включая возможные риски превышения допустимых отклонений от проектных уровней. Основная проблема состоит в том, что поддержание соответствия проектных уровней на всех участках становится сложной задачей из-за их масштабности и разнообразия. Различные месторождения требуют индивидуального подхода к управлению и контролю, учитывая специфику геологических, экологических и правовых аспектов. Поэтому в нефтегазовой индустрии регулярно возникают ситуации, связанные с нарушениями лицензионных требований, таких как несвоевременная сдача предусмотренной законом отчетности, нарушение сроков разработки проектной документации, несоблюдение объемов добычи, предусмотренных проектной документацией. Совершение указанных правонарушений влечет наложение административного штрафа на юридических лиц – до 1 млн рублей [4]. Встречаются и более серьезные нарушения, которые при определенных обстоятельствах могут повлечь уголовную ответственность, отказ в продлении действующих лицензий, прекращение права пользования недрами или досрочное прекращение лицензии.

Одной из наиболее распространенных проблем контроля допустимых отклонений при разработке и эксплуатации месторождений является недостаточная эффективность существующего механизма мониторинга. Это связано с отсутствием системного подхода к проведению мероприятий, что, в свою очередь, приводит к серьезным последствиям.

Большой объем данных также создает дополнительные сложности в расчете отклонений от проектных уровней добычи. При расчете лицензионных рисков требуется учитывать множество параметров и показателей, связанных с техническими характеристиками месторождений, геологическими особенностями, экономическими факторами, а также параметрами добычи и инфраструктурой. Этот объем информации может быть огромным и представлять сложности для систематизации, анализа и прогнозирования. Например, если ППЭС (Проект пробной эксплуатации скважины) утвержден позднее действующего проектного документа (ПТД), необходимо включить значения ППЭС в расчет проектных показателей. Это предполагает суммирование значений проектных показателей ПТД и ППЭС для месторождения. Более того, следует учитывать изменения в проектных документах, в результате которых некоторые показатели в действующем ПТД могут быть пересмотрены. Это может привести к необходимости замены определенных показателей в действующем ПТД, направленных не на полное изменение ПТД, а на пересмотр лишь части показателей. Например, на месторождении действует ПТД, а также разработан дополнительный ПТД по материалам обоснования изменений использования попутного нефтяного газа.

В этом случае данные для расчета показателей берутся из соответствующего ПТД: утвержденные значения используются из нового ПТД, а для показателей без утвержденных значений данные берутся из ПТД, действующего на месторождении. Еще одной проблемой является неоднородность данных. Информация, получаемая из различных источников, может иметь разный формат, точность и актуальность. Объединение и сопоставление этих данных может быть трудоемким и требовать дополнительной обработки для достижения единого стандарта анализа.

В конечном счете, обеспечение точности данных и учет дополнительных показателей из новых проектных документов является критически важным для корректной оценки эффективности и планирования разработки месторождений. Это требует не только четких алгоритмов и методов расчета, но и согласованного подхода для определения и реализации соответствующих алгоритмов, способствующих автоматизации расчетов на основе новых данных и изменений в проектной документации. Важно отметить, что обработка, интерпретация и использование такого большого объема данных требуют мощных аналитических инструментов. Разработка и внедрение эффективных алгоритмов и программных решений для обработки и анализа данных становятся неотъемлемой частью работы специалистов, занимающихся расчетом лицензионных рисков.

Заключение

Все вышеперечисленные проблемы в совокупности подчеркивают необходимость комплексного подхода к анализу и управлению лицензионными рисками. Использование современных технологий, аналитических инструментов, а также постоянное обновление и проверка данных являются ключевыми составляющими для достижения точных и достоверных результатов при расчете лицензионных рисков. Для решения этой проблемы необходимо разработать системный механизм мониторинга оценки рисков превышения допустимых отклонений. Такая система позволит использовать современные технологии анализа данных и прогнозирования для своевременного выявления расхождений между проектными и фактическими уровнями.

Литература

1. Гамилова Д.А., Кинзягулова Э.Р. Сравнение моделей проектного управления в недропользовании // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 266–271.
2. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1 (последняя редакция) [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/
3. Кабмин продлил возможность отклонения добычи сырья от техпроектов до конца 2023 года [Электронный ресурс]. URL: <https://finance.rambler.ru/business/49947128-kabmin-prodlil-vozmozhnost-otkloneniya-dobychi-syrya-ot-tehproektov-do-kontsa-2023-goda>
4. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях от 30 декабря 2001 г. № 195-ФЗ [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34661/
5. Перечень поручений по итогам совещания по вопросам развития энергетики (по итогам совещания 29 апреля 2020 г.) [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/assignments/orders/63386>
6. Приказ Минприроды РФ от 30.06.2009 г. № 183 «О внесении изменений в “Правила охраны недр”» [Электронный ресурс]. URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=143477>