

Трансформация системы управления рисками в нефтегазодобыче в условиях цифровизации экономики

Научный руководитель – Андропова Ирина Владимировна

Никитин Никита Станиславович

Студент (магистр)

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,
Факультет международного энергетического бизнеса, Базовая кафедра «Инновационный менеджмент», Москва, Россия

E-mail: nikitaa-96@mail.ru

В условиях бурного экономического роста представить предприятия без использования интеграционных моделей для автоматизации процессов уже невозможно.

Уровень развития технологических процессов нефтяной и газовой промышленности заставляет обращаться к инновационным методам обработки, сбора и хранения данных. В эпоху цифровой трансформации инструментов работы с информацией становится актуальным применение адаптивного подхода к управлению процессами нефтегазовой отрасли, а также методов и средств интеграции данных, полученных в процессе мониторинга и контроля состояния объектов разработки [1].

Актуальность тематики вызвана популяризацией и внедрением цифровых технологий геологического и гидродинамического моделирования [2], а также обработкой больших объёмов данных при управлении технологическими процессами разведки, бурения и заканчивания скважин, эксплуатации месторождения и реализации углеводородов потребителю. Особую важность обретает выбор корректных методов и инструментов по управлению и систематизации массивов производственных данных, а также взаимобмен информацией и определение роли показателей добычи в реализации технологических режимов эксплуатации пласта [3]. Применение интеллектуальных технологий управления разработкой месторождения, внедрение smart-скважин, а также формирование концепции цифрового месторождения будущего заставляет оценить ряд возможных сценариев по изменению уровня полноты и достоверности полученной информации, в особенности в случае параллельной обработки данных, поступающих от разных источников.

Идея организации модели интеллектуального месторождения подразумевает платформу и соответствующие условия среды для формирования инфраструктуры нефтегазодобывающего предприятия [4]. Иными словами, необходимо обеспечить качественный процесс сбора, обработки и хранения данных, анализ и мониторинг состояния производственной системы контроля, её управляемость и наблюдаемость, своевременный доступ к параметрам работы оборудования для специалистов и инженеров. А поскольку в интегрированном ключе рассмотрения проблемы управления разработкой и эксплуатацией пласта затрагиваются вопросы как корректировки цифровой модели месторождения, так и уточнения технологических данных реального времени, становится очевидной степень неопределённости информации, а значит, требуется поиск и совершенствование подходов к уточнению представлений о работе нефтегазодобывающего объекта, снижению рисков возникновения внештатных ситуаций по причине недостоверности полученной информации [5].

Методика разработки модели по автоматизации оценки промышленных и экологических рисков базируется на стратегическом методе, направленном на процессы, связанные с управлением предприятия: управление рисками.

В рамках модели риски разделяются на две подгруппы: промышленные и экологические. Цель модели заключается в создании большего числа отчетов по управлению промышленными и экологическими рисками сотрудниками компании. Миссией модели является упрощение оценки рисков на предприятии, в частности, предприятий нефтегазовой отрасли.

Шаг 1 - Проанализировать текущие подходы нефтегазовых компаний к оценке промышленных и экологических рисков. Это позволит выделить уже имеющиеся теоретические модели.

Шаг 2 - Систематизировать промышленные и экологические риски. Требуется описать подкатегории для каждого риска.

Шаг 3 - Определить матрицу рисков. Требуется создание матрицы рисков (в нашем случае, матрицы для промышленных и экологических рисков), которые были бы понятны каждому и универсальны для обоих типов.

Шаг 4 - Определить программное обеспечение для разработки модели. Это является наиболее важным фактором, т.к. если программное обеспечение не будет выполнять требования модели, это может привести к ее неработоспособности.

Шаг 5 - Внедрить теоретические наработки в интеграционную модель для оценки промышленных и экологических рисков. На данном шаге требуется также проведения тестирований модели, корректировка ошибок, добавление функциональных групп и модулей.

Проектная команда или сотрудники компании подрядчика должны как минимум иметь следующие должности: ведущий или главный инженер; ведущий или главный специалист; специалист по ОТ, ПБ и ООС; менеджер проекта; менеджер по рискам. Организация должна определить источник риска, области его влияния, рисковые случаи, их причины, а также их потенциальные последствия путем его идентификации.

Таким образом, предложена систематизация промышленных и экологических рисков по категориям и поэтапное разделение оценки этих рисков для предприятий нефтегазовой отрасли. При применении подобной системы предприятие может рассчитывать на эффективное функционирование системы управления рисками.

Источники и литература

- 1) Григорьев Л.И., Кузьмицкий И.Ф., Санжаров В.В. Системный и синергетический анализ управления непрерывными технологическими процессами в нештатных ситуациях. Труды ВСПУ, ИПУ РАН, Москва, 16-19 июня 2014 г., 4285-4296с.
- 2) Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 165 с.
- 3) Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н., Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи; нелинейность, неравновесность, неопределенность: монография. – Уфа: Изд. «Нефтегазовое дело», 2009.
- 4) Роцин П.В., Коробов Г.Ю. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов: Методические указания к практическим занятиям. – СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2017. – 61 с.
- 5) Arnold D., Demyanov V., Tatum D., Christie M., Rojas T., Geiger S., Corbett P., Hierarchical benchmark case study for history matching, uncertainty quantification and reservoir characterization//ELSEVIER, Computers and Geosciences, 50 (2013), pp.4-15.