

Беломестнова Екатерина Олеговна

магистрант

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

г. Санкт-Петербург

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ СТЕЙКХОЛДЕРАМИ ПРОЕКТА «НОВЫЙ ПОРТ»

***Аннотация:** в статье рассмотрено экономическое обоснование эффективности управления стейкхолдерами на примере кейса «Разработка подгазовых залежей проекта «Новый порт» компании ПАО «Газпром». Предложен расчет предотвращенного экономического ущерба за счет обоснования выбора сервисной компании для выполнения работ по строительству протяженных многоствольных скважин. Обоснован выбор сервисной компании, отвечающей требованиям наличия опыта реализации проектов отработки подгазовых залежей, что позволит предотвратить экономические потери проекта за счет оптимизации сроков выполнения работ.*

***Ключевые слова:** стейкхолдеры, сервисная компания, подгазовые залежи, экономические потери.*

На данный момент на Новопортовском месторождении находится порядка 250 млн. т. запасов нефти в подгазовых залежах. Главными трудностями при разработке подгазовых залежей являются трудноизвлекаемость запасов и прорывы газа к скважине, что напрямую влияет на рентабельность. Для того, чтобы избежать прорывов газа необходимо удерживать пластовую депрессию на относительно низком уровне [2; 7]. На сегодняшний день компания решает эту проблему с помощью освоения технологий бурения (строительство протяженных горизонтальных и многоствольных скважин) [7].

Описанная выше программа по разработке подгазовых залежей является стратегической важной для ПАО «Газпром нефть» [3]. От успешного либо неуспешного взаимодействия с сервисными компаниями зависят итоговые финансовые результаты. В настоящее время Новопортовское месторождение

находится на этапе «Реализации». Ключевыми рисками на данном этапе являются риски, связанные с подрядчиками в части соблюдения сроков, качества и угроз экономической безопасности. Обоснованные методы управления взаимодействия с подрядчиками и сервисными компаниями снизят вероятность наступления вышеперечисленных рисков.

В ПАО «Газпром нефть» принята технологическая программа для разработки подгазовых залежей. Подгазовые залежи – это внушительная часть запасов, которая имеется на Новопортовском месторождении. Нефтяная и газовая часть на данном месторождении связаны, что может способствовать существенной потере части запасов.

В связи с чем в работе были поставлены и решены следующие задачи: проведен анализ деятельности сервисных компаний; рассчитан предотвращенный экономический ущерб; разработаны рекомендации по повышению уровня взаимодействия с заинтересованными сторонами.

Для того, чтобы выбрать компанию, которая будет осуществлять работы по строительству протяженных многоствольных скважин, целесообразно проанализировать деятельность сервисных компаний, по таким критериям как: применяемые технологии бурения скважин, опыт реализации проектов подгазовых залежей, сотрудничество в предыдущих и текущих проектах, проблемы при интеграции.

В таблице 1 приведен сводный анализ по деятельности каждой компании. На основании данной таблицы будет выбрана сервисная компания, для строительства протяженных многоствольных скважин.

Таблица 1

Сводный анализ сервисных компаний

Наименование компании/признака		Schlumberger	Halliburton	Евразия	Петровайзер
Применяемые технологии бурения скважин	Вертикальное бурение	+	+	+	+
	Горизонтальное бурение	+	+	+	+

	Наклонное бурение	+	+	-	-
Опыт реализации проектов подгазовых залежей		+	+	-	-
Сотрудничество/интеграции в предыдущих и текущем проектах		+	+	+	+
Проблемы сотрудничества/интеграции	Сроки	-	-	+	+
	Цена	-	+	-	+
	Качество	+	+	-	-
Результатирующее значение		-	+	-	-
Рейтинг		5	8	4	5

По итогу проделанного анализа, для проведения работ по строительству протяженных многоствольных скважин была выбрана компания «Halliburton». После выбора компании, целесообразно рассчитать экономический эффект от взаимодействия с «Halliburton» [5; 6].

В программе по разработке подгазовых залежей сервисная компания будет выполнять работы по строительству протяженных многоствольных скважин. По анализу ПАО «Газпром нефть», за 4 квартал 2017 года отставание по срокам работ составили 8%. Если продолжить выполнять работы, не укладываясь в отложенное время, Новопортовское месторождение потеряет часть дохода в следствии того, что извлечение нефти в подгазовых залежах не достигнет нужных объемов.

Ориентировочное время отставания работ взято на основе анализа информации из открытых источников и опыта реализации аналогичных крупных проектов и составило 180 часов в год.

Для того, чтобы рассчитать потери добычи нефти в случае отставания от сроков необходимо узнать средний годовой объем добычи нефти ($Q_{ср}$):

$$Q_{ср} = \frac{Q_{общ.}}{тобщ.} = \frac{78\,761 \text{ тыс.т}}{30 \text{ лет}} = 2625 \text{ тыс. т} \quad (1)$$

Далее целесообразно рассчитать часовую добычу нефти ($Q_{час}$):

$$Q_{\text{час}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{365_{\text{дн.}}} / 24 \text{ часа.} = 0,299 \text{ тыс. т} \quad (2)$$

Потери (Уб) за счет увеличения сроков выполнения работ:

$$Уб. = Q_{\text{ч.}} * \text{Отст. от } t = 0,299 \text{ тыс. т} * 180 \text{ ч.} = 53,82 \text{ тыс. т.} \quad (3)$$

Потери добычи нефти в процентном соотношении для того, чтобы выявить экономический ущерб:

$$\text{Потери добычи нефти} = \frac{\text{Потери нефти} * 100\%}{Q_{\text{ср}}} = \frac{53,82 * 100\%}{2625} = 2\% \quad (4)$$

Таким образом, вследствие отставания по графику работ, каждый год компания в среднем теряет 2% добычи нефти. В денежном выражении убытки (Vн. ф) могут достигать значительных сумм. Для анализа было взято значение в размере 2%, тогда количество добытой нефти с 78 761,3 тыс. т. упадет до 78604 тыс. т.:

$$V_{\text{н. ф.}} = V_{\text{н. п.}} - 2\% = 78\,761 - 2\% = 78\,604 \text{ тыс. т} \quad (5)$$

Тогда потери нефти в случае отставания от сроков составят:

$$\Delta \text{Потери} = 78\,761 - 78\,604 = 157 \text{ тыс. т} \quad (6)$$

Как видно из расчета, потери нефти составят около 157 тыс. т.

Далее целесообразно сравнить итоговый NPV по проекту и посчитать экономический ущерб от задержки реализации проекта, ввиду не проработанности вопроса выбора сервисной компании исполнителя работ. Результирующие показатели приведены в таблице 2.

Таблица 2

Сравнение планового и измененного NPV проекта

Показатель	Ед. измерения	NPV	Δ NPV
План	Млн. руб	940	Δ NPV = 940 – 677 = 263
Моделирование	Млн. руб	677	

Из таблицы 2 видно, что итоговый NPV при ежедневном отставании работ будет равен 677 млн. руб., в то время как планируемый показатель равен 940 млн. руб. В процентном соотношении экономический ущерб будет равен:

$$\text{Экономический ущерб} = \frac{NPV_{\text{ф.}} * 100\%}{NPV_{\text{п.}}} = \frac{677 * 100\%}{940} = 72,02\% \quad (7)$$

Итоговый процент будет равен:

$$\text{Снижение NPV, \%} = 100\% - 72,02\% = 27,9\% \quad (8)$$

В результате проведенных расчетов снижение итогового NPV составляет 27,9%, что существенным образом влияет на экономическую эффективность проекта.

Таким образом, на примере недобросовестной работы стейкхолдера можно увидеть какое сильное влияние это оказывает на конечный результат проекта. Выбирая наиболее подходящую компанию (в данном случае «Halliburton»), экономический ущерб будет предотвращен.

Для того, чтобы минимизировать экономический ущерб от взаимодействия с заинтересованными сторонами проекта, были предложены рекомендации по повышению эффективного взаимодействия со стейкхолдерами (сервисными компаниями) в соответствии с положением об управлении проектами [1; 8]:

1. Планирование: установление критериев оценки потенциальных сервисных компаний, выбор компании; оценка возможных рисков от сотрудничества; обоснование сроков, стоимости, графиков работ.

2. Мониторинг и контроль: плановые проверки, посещение рабочих мест, отчетность; фиксация показателей сроков, стоимости, графиков работ; консультативные форумы, экспертные встречи.

3. Управление изменениями: совершенствование методического обеспечения; адаптация к внешним и внутренним изменениям; работа в режиме проактивного взаимодействия с сервисными компаниями.

4. Аналитика, отчетность и подготовка управленческих решений: анализ выполнения работ в соответствии с установленными сроками, стоимостью и качеством работ; формирование аналитических отчетов; сбор базы знаний проекта [4].

Список литературы

1. Вылегжанина А.О. Организационный инструментарий управления проектом: учебное пособие. – Директ-Медия, 2015.

2. Грабарь В.В. Анализ заинтересованных сторон проекта: методология, методика, инструменты / В.В. Грабарь, М.М. Салмаков // ARS ADMINISTRANDI. – 2014. – №2. – С. 36–44.
3. Маринина О.А. Анализ методологии доходного подхода к оценке экономической эффективности нефтегазовых проектов // Интеграция экономики в систему мирохозяйственных связей. Сборник научных трудов XV Международной научно-практической конференции. – 2010. – С. 225–230.
4. Маринина О.А. Классификация и методы учета инвестиционных рисков нефтегазовых проектов // Записки Горного института. – 2013. – Т. 205. – С. 202–207.
5. Отчет устойчивого развития ПАО «Газпромнефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.gazprom-neft.ru/social/reports/
6. Пономаренко Т.В. Корпоративная социальная ответственность угольной отрасли (практика российских и европейских компаний) / Т.В. Пономаренко, Р. Вольник, О.А. Маринина // Записки Горного института. – 2016. – Т. 222. – С. 882–891.
7. Рахмонкулов М.Т. Анализ и разработка месторождений с подгазовыми нефтяными объектами // Молодой ученый. – 2016. – №14. – С. 261–263.