

## Технико-экономическая оценка эффективности инновационных цифровых технологий предупреждения осложнений и аварий при строительстве нефтяных и газовых скважин на примере Мусюршорского месторождения

Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили\*, К.К. Насекин  
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва  
E-mail: \*o.sardan@mail.ru

**Аннотация.** В 2019–2020 гг. в ИПНГ РАН была разработана автоматизированная система предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин, которая является составной частью цифрового месторождения. В статье на примере Мусюршорского месторождения показано, что использование системы позволяет значительно повысить технико-экономическую эффективность освоения запасов углеводородов. Для ее оценки были использованы две методики на основе разных критериев эффективности: общих удельных затрат на ликвидацию аварий и осложнений и предельно рентабельных запасов на одну скважину. Методики просты в использовании и значительно ускоряют процесс принятия экспертных заключений.

**Ключевые слова:** автоматизированная система, инновационные цифровые технологии, аварии и осложнения, строительство нефтяных и газовых скважин, рентабельные запасы, технико-экономическая эффективность.

**Для цитирования:** Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н., Насекин К.К. Технико-экономическая оценка эффективности инновационных цифровых технологий предупреждения осложнений и аварий при строительстве нефтяных и газовых скважин на примере Мусюршорского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 93–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art6>

Целью внедрения новых инновационных цифровых технологий является уменьшение количества аварий и осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин и снижение себестоимости буровых работ.

Повышение экономического эффекта от внедрения этих цифровых технологий на месторождении обусловлено следующими факторами:

- снижением общих расходов на ликвидацию аварий и осложнений;
- увеличением срока службы бурового и вспомогательного оборудования;
- снижением технологических и экологических потерь при возникновении аварий;
- повышением качества обработки больших массивов геолого-геофизической информации на основе применения современных информационных технологий.

В связи с тем, что к настоящему времени не было практического применения разработанной в ИПНГ РАН в 2019–2020 г автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций (АСПОАС) [1] на месторождениях РФ, в данной статье приведен тестовый пример расчета оценки ее технико-экономической эффективности при внедрении на Мусюршорском нефтяном месторождении Ненецкого автономного округа.

Как показал проведенный анализ исследований в области оценки эффективности освоения месторождений углеводородов, на сегодняшний день нет единого подхода к определению технико-экономической эффективности внедрения новых инновационных цифровых технологий с целью снижения количества аварий и осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин [2–7]. В связи с этим, на примере Мусюршорского нефтяного месторождения рассмотрим две методики расчета технико-экономической оценки этой инновации

### 1. Методика расчета затрат на ликвидацию аварий на основе учета затрат на предупреждение аварий и осложнений

Методика основана на формировании и анализе затрат на ликвидацию аварий и осложнений при внедрении АСПОАС в процессе строительства нефтяных и газовых скважин [2]. Экономическая эффективность внедрения АСПОАС ( $\Delta_{эфф}$ ) определяется путем сравнения затрат по базовому и

новому вариантам, соответственно, до и после внедрения автоматизированной системы. Она достигается за счет сокращения времени и затрат на ликвидацию осложнений и аварий при строительстве скважин и рассчитывается по формуле:

$$\Delta_{эфф} = Z_{a1} - Z_{a2}, \quad (1)$$

где  $Z_{a1}$  – общие удельные затраты по базовому варианту (до внедрения автоматизированной системы), руб./скв.;  $Z_{a2}$  – общие удельные затраты по варианту с внедрением АСПОАС, руб./скв.

Затраты по варианту с внедрением АСПОАС отличаются от затрат по базовому варианту величиной затрат на внедрение этой системы, коммерческая стоимость которой составляет 10 млн руб.

В состав общих удельных затрат на ликвидацию осложнений и аварий включаются следующие затраты [2]:

- удельные затраты, зависящие от времени ликвидации аварий, руб./скв. ( $C_{ав}$ );
- общая стоимость материалов, израсходованных при ликвидации аварий, руб./скв. ( $Z_m$ );
- общая стоимость бурильного инструмента, пришедшего в негодность в результате аварии, руб./скв. ( $Z_{би}$ );
- стоимость услуг сторонних организаций, руб./скв. ( $Z_y$ );
- стоимость создания и внедрения АСПОАС, руб./скв. ( $Z_{по}$ ).

Рассмотрим далее расчет затрат для Мусюршорского месторождения [2, 9].

Расчет удельных затрат:

$$C_{ав} = Z_{ч} \times T = 13100 \times 984 = 12890400 \text{ (руб./скв.} \times \text{год)}, \quad (2)$$

$$C_{ав} = Z_{ч} \times T = 9256 \times 984 = 9107904 \text{ (руб./скв.} \times \text{год)}, \quad (3)$$

где  $C_{ав}$  – затраты средств на ликвидацию аварий, руб./скв.;  $Z_ч$  – себестоимость часа эксплуатации буровой установки по

затратам, зависящим от времени, руб./час;  $T$  – время, затраченное на ликвидацию аварий, час/скв.

$$Z_м = Z'_м \times H = 24585 \times 41 = 1008000 \text{ (руб./скв.} \times \text{год)}, \quad (4)$$

$$Z_м = Z'_м \times H = 21381 \times 33 = 705600 \text{ (руб./скв.} \times \text{год)}, \quad (5)$$

где  $Z'_м$  – стоимость материалов и химреагентов, израсходованных при ликвидации аварий на одну скважину

на 1 метр проходки, руб./м $\times$ скв.;  $H$  – мощность интервала бурения пласта, м.

$$Z_{би} = C_{би} \times Z'_{би} = 84000 \times 10 = 840000 \text{ (руб./скв.} \times \text{год)}, \quad (6)$$

$$Z_{би} = C_{би} \times Z'_{би} = 58800 \times 10 = 588000 \text{ (руб./скв.} \times \text{год)}, \quad (7)$$

где  $Z'_{би}$  – расход бурового инструмента, шт./скв.;  $C_{би}$  – цена бурового инструмента

с учетом транспортных расходов, руб./шт.

$$Z_у = Z_т \times P \times H = 3036,6 \times 10 \times 41 = 1245000 \text{ (руб./скв.} \times \text{год)}, \quad (8)$$

$$Z_у = Z_т \times P \times H = 3036,6 \times 10 \times 33 = 1002078 \text{ (руб./скв.} \times \text{год)}, \quad (9)$$

где  $Z_т$  – стоимость транспортировки 1 т материалов и химреагентов со склада бурового предприятия до буровой, руб./скв.;  $P$  – расход материалов и химреагентов на 1 метр проходки, т/м.

формуле (1) на Мусюршорском месторождении [9].

Для расчета были использованы основные технико-экономические показатели для этого месторождения (по состоянию на 2014 г.), представленные в табл. 1.

Приведем расчет экономической эффективности внедрения системы по

Таблица 1

#### Основные технико-экономические показатели по Мусюршорскому месторождению

Наименование показателя	Условное обозначение	Ед. изм.	Базовый вариант	Вариант с внедрением АСПОАС
1	2	3	4	5
Себестоимость часа эксплуатации буровой установки по затратам, зависящим от времени	$Z_ч$	руб./час	13100	9256
Среднее время ликвидации аварий	$T$	час	984	984
Затраты, зависящие от времени ликвидации аварий	$C_{ав}$	руб./скв.хгод	12890400	9107904
Стоимость материалов, израсходованных при ликвидации аварий	$Z_м$	руб./скв.хгод	1008000	705600

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Стоимость бурового инструмента, пришедшего в негодность в результате аварии	$Z_{би}$	руб./скв.×год	840000	588000
Стоимость транспортировки 1 т материалов и химреагентов со склада бурового предприятия до буровой	$Z_y$	руб./скв.×год	1245000	10020784
Количество пробуренных добывающих скважин	$\Phi_{дскв}$	ед.	16	16
Срок разработки месторождения	$T_{раз}$	год	15	15
Общая стоимость внедрения АСПОАС в целом по месторождению	$Z_{сум}$	млн руб.	–	10
Стоимость внедрения автоматизированной системы на скважину в год	$Z_{по}$	руб./скв.×год	–	41667
Общие удельные затраты на ликвидацию осложнений и аварий в год	$Z_a$	руб./скв.×год	15983400	11445249
Экономический эффект на скважину в год от внедрения АСПОАС	$\Delta_{эфф}$	тыс. руб./скв.×год		4538,15

Экономическая эффективность от внедрения предлагаемых инновационных цифровых технологий, которая оценивается как снижение общих затрат на ликвидацию осложнений и аварий, составила 4,54 млн руб./скв.×год.

## **2. Методика оценки технико-экономической эффективности снижения аварийности при строительстве скважин на основе экспресс-метода оперативной экономической оценки эффективности освоения запасов углеводородов**

Для оперативной технико-экономической оценки эффективности освоения запасов углеводородов при внедрении инновационных цифровых

технологий был разработан экспресс-метод, который позволяет оценить следующие экономические показатели [9, 10]:

- 1) предельно рентабельные запасы на новую скважину;
- 2) экономическую эффективность по величине предельно рентабельных запасов.

Первый показатель характеризует величину запасов углеводородов, приходящихся на одну добывающую скважину, при которой разработка месторождения будет рентабельна. Чем ниже этот показатель, тем проектируемая система разработки с учетом внедрения новых цифровых технологий будет более эффективна. Показатель зависит от величины удельных капитальных и эксплуатационных затрат [8].

Методика расчета предельно рентабельных запасов нефти на одну добывающую скважину подробно рассмотрена в работе [9].

Экономическая эффективность по величине предельно рентабельных запасов позволяет оценить, насколько изменятся предельно рентабельные запасы на новую скважину в случае применения инновационных методов разработки на основе цифровых технологий освоения и добычи углеводородов. Таким образом, этот показатель позволяет оценить эффективность их внедрения на месторождении.

Экономическая эффективность по величине предельно рентабельных запасов ( $E_{эфф1}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$E_{эфф1} = (1 - Q_{приз2} / Q_{приз1}) \times 100 \%, \quad (10)$$

где  $Q_{приз2}$  – значение предельно рентабельных запасов по новому варианту;  $Q_{приз1}$  – значение

предельно рентабельных запасов по базовому варианту.

Как установлено ранее, сокращение числа аварий при внедрении АСПОАС составляет не менее 30% [2, 6]. При расчете предельно рентабельных запасов это было учтено в нормативе условно-постоянных эксплуатационных затрат. В этом же показателе учитываются расходы на создание и внедрение автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций. Эти расходы были приняты в размере 10 млн руб. в целом на месторождение. Расчеты проводились с учетом нормирования расходов на одну скважину.

Для Мусюршорского месторождения был проведен расчет технико-экономической эффективности по критерию предельно рентабельных запасов [8].

Расчет предельно рентабельных запасов по базовому и новому вариантам представлен ниже:

$$Q_{приз1} = \frac{(65079 + 27356 + 2378) + 15992 \times 15}{16452 - 184 / (1 - 0,65)} = 21 \text{ (тыс. т/скв.)}, \quad (11)$$

$$Q_{приз2} = \frac{(65079 + 27356 + 2378) + 11646 \times 15}{16452 - 184 / (1 - 0,65)} = 16 \text{ (тыс. т/скв.)}. \quad (12)$$

Результаты оперативной освоения запасов углеводородов на основе экономической оценки эффективности экспресс-метода представлен в табл. 2.

Таблица 2

**Результаты технико-экономической оценки эффективности освоения Мусюршорского месторождения по экспресс-методу**

Наименование показателя	Условное обозначение	Ед. изм.	Базовый вариант	Вариант с внедрением АСПОАС
1	2	3	4	5
1. Стоимость бурения скважины	Нкб	тыс. руб./скв.	65079	65079
2. Норматив капитальных затрат в обустройство скважины	Нкоб	тыс. руб./скв.	27356	27356
3. Норма капитальных затрат в обустройство, не входящее в сметы строек	Нкобнс	тыс. руб./скв.	2378	2378

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
4. Норма затрат в условно-постоянные эксплуатационные расходы	Нпс	тыс. руб./скв.	15992	11646
5. Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы	Нпр	руб./т жидкости	184	184
6. Цена реализации	Цреал	руб./т	16452	16452
7. Средняя обводненность продукции скважины	Вср	д.ед.	0,65	0,65
8. Средний срок работы скважины	T	год	15	15
9. Предельно рентабельные запасы	Qприз	тыс. т/скв.	21	16
10. Экономическая эффективность варианта с внедрением АСПОАС	Ээфф1	%		24 %

Таким образом, показано, что экономическая эффективность варианта с внедрением АСПОАС для Мусюршорского месторождения повысилась на 24 %.

На основе сопоставления рассчитанных предельно рентабельных запасов ( $Q_{из}$ ) при внедрении АСПОАС с величиной извлекаемых запасов по скважине ( $Q_{из}$ ) по базовому варианту, можно сформулировать общую концепцию оценки освоения запасов углеводородов [10]:

– если  $Q_{из} < Q_{приз}$ , то освоение залежи не рентабельно;

– если  $Q_{из} > Q_{приз}$ , то промышленное освоение залежи целесообразно и рентабельно;

– если  $Q_{из} = Q_{приз}$ , то это соответствует граничному условию освоения залежи, когда выручка от реализации нефти окупит затраты по скважине.

Величина извлекаемых запасов на скважину ( $Q_{из}(t)$ ) по месторождению

рассчитывается с использованием следующей зависимости [9, 10]:

$$Q_{из}(t) = Q_n(t) / N_{фдоб}(t), \quad (13)$$

где  $Q_n(t)$  – суммарная годовая добыча нефти в целом по месторождению, тыс. т.;  $N_{фдоб}(t)$  – годовой фонд добывающих нефтяных скважин, ед.

На основании указанной концепции было проведено сравнение извлекаемых запасов ( $Q_{из}(t)$ ) и предельно рентабельных запасов ( $Q_{приз}$ ) для Мусюршорского месторождения. По базовому варианту предельно рентабельные запасы составляют 21 тыс.т/скв.×год (расчет по формуле (11)). При внедрении АСПОАС для этого месторождения предельно рентабельные запасы составили 16 тыс.т/скв.×год (расчет по формуле (12)), что обусловлено значительным снижением условно-постоянных затрат. Результаты сравнительной оценки экономической эффективности представлены в табл. 3.

Таблица 3

**Результаты исследований рентабельности разработки Мусюршорского месторождения**

Срок разработки	Фонд добывающих скважин Nфдоб(t)	Суммарная годовая добыча нефти	Извлекаемые запасы на скважину Qиз(t)	Рентабельность для базового варианта	Рентабельность при внедрении АСПОАС
год	ед.	тыс.т.	тыс.т/скв.хгод	да/нет	да/нет
1	1	13,4044	13,40	нет	нет
2	1	61,6322	61,63	да	да
3	3	247,6852	82,56	да	да
4	7	279,4274	39,92	да	да
5	8	280,9758	35,12	да	да
6	9	236,1114	26,23	да	да
7	9	185,2886	20,59	нет	да
8	9	146,4708	16,27	нет	да
9	9	134,0836	14,90	нет	нет
10	9	123,1174	13,68	нет	нет
11	9	110,3284	12,26	нет	нет
12	9	100,793	11,20	нет	нет
13	9	89,229	9,91	нет	нет
14	9	77,0182	8,56	нет	нет
15	9	68,208	7,58	нет	нет

Сводные показатели технико-экономической эффективности для Мусюршорского месторождения представлены в табл. 4.

Таблица 4

**Основные сводные показатели технико-экономической эффективности при внедрении АСПОАС на Мусюршорском месторождении**

Показатели экономической эффективности	Ед. изм.	Величина показателя
Экономический эффект на скважину в год от внедрения АСПОАС	тыс. руб./скв.хгод	4538,15
Экономическая эффективность варианта по величине предельно рентабельных запасов	%	24
Увеличение срока рентабельной эксплуатации месторождения	год	2

### Выводы

Сравнение результатов проведенных расчетов показало, что обе методики применимы как на стадии освоения, так и на стадии промышленной разработки месторождений при внедрении АСПОАС.

По результатам проведенных исследований для условий Мусюршорского месторождения показано, что внедрение АСПОАС позволит значительно повысить технико-экономическую эффективность варианта.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).*

### Литература

1. Еремин Н.А., Черников А.Д., Сарданашвили О.Н. и др. Цифровые технологии строительства скважин. Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 4(100). С. 38–50.
2. Павловская А.В. Оценка эффективности научно-технических мероприятий в строительстве нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. Ухта: УГТУ, 2009. 112 с.
3. Косолапов Л.А. Анализ действующих методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов // Инвестиционно-строительная деятельность в условиях становления рыночных отношений: Сб. науч. тр. СПб.: С.-Петербург. гос. архитектур.-строит. ун-т, 2001. С. 78–87.
4. Андреев А.Ф., Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д. и др. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности. М.: НУМЦ Минприроды России, 1997. 340 с.
5. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. М.: Наука, 2006. 134 с.
6. Абу-Абед Ф.Н. Автоматизированная система мониторинга и снабжения объектов нефтегазодобывающей промышленности // Известия ТулГУ. Науки о Земле. 2018. Вып. 1. С. 121–131.
7. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Минприроды России от 20.09.2019 N 639). <http://docs.cntd.ru/document/561372501> (Дата обращения 26.11.2020).
8. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов. М.: МАКС Пресс, 2016. 148 с.
9. Пономарева И.А., Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений. М.: Наука, 2010. 112 с.
10. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. М.: МАКС Пресс, 2020. 245 с.

Установлено, что:

- экономическая эффективность второго варианта обусловлена снижением общих затрат на ликвидацию осложнений и аварий и составляет 4,54 млн руб./скв.×год;
- экономическая эффективность варианта по величине предельно рентабельных запасов увеличится на 24%;
- период рентабельной эксплуатации месторождения увеличится на два года.



## Technical and economic assessment of the efficiency of innovative digital technologies for preventing complications and accidents during oil and gas well construction: the case of the Musyurshorskoye field

Yu.G. Bogatkina, O.N. Sardanashvili\*, K.K. Nasekin

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Science, Moscow

E-mail: \*o.sardan@mail.ru

**Abstract.** In 2019–2020, at the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, an automated system for preventing complications and accidents during oil and gas well construction was developed, which constitutes an integral part of the digital field. The article shows by the case of the Musyurshorskoye field that the use of the system allows to significantly increase the technical and economic efficiency of the development of hydrocarbon reserves. To assess it, two methods have been used based on different efficiency criteria: the total unit cost of liquidation of accidents and complications and the maximum profitable reserves per well. The methods are easy to use and speed up the process of making expert conclusions significantly.

**Keywords:** automated system, innovative digital technologies, accidents and complications, oil and gas well construction, profitable reserves, technical and economic efficiency.

**Citation:** *Bogatkina Yu.G., Sardanashvili O.N., Nasekin K.K.* Technical and economic assessment of the efficiency of innovative digital technologies for preventing complications and accidents during oil and gas well construction: the case of the Musyurshorskoye field // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 93–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art6> (In Russ.).

### References

1. *Eremin N.A., Chernikov A.D., Sardanashvili O.N.* et al. Digital well construction technologies. Creation of a high-performance automated system for preventing complications and emergencies during the construction of oil and gas wells // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 4(100). P. 38–50. (In Russ.).
2. *Pavlovskaya A.V.* Evaluation of the effectiveness of scientific and technical measures in the construction of oil and gas wells: Textbook. Ukhta: Ukhta State University, 2009. 112 p. (In Russ.).
3. *Kosolapov L.A.* Analysis of existing guidelines for assessing the effectiveness of investment projects // Investment and construction activities in the formation of market relations: Collected papers. St. Petersburg: St. Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering. 2001. P. 78–87. (In Russ.).
4. *Andreev A.F., Dunaev V.F., Zubareva V.D.* et al. Fundamentals of design analysis in the oil and gas industry. Moscow: Scientific and Educational Center of the Ministry of Natural Resources of Russia, 1997. 340 p. (In Russ.).
5. *Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G., Eremin N.A.* Complex economic assessment of hydrocarbon deposits in investment projects. Moscow: Nauka, 2006. 134 p. (In Russ.).

6. *Abu-Abed F.N.* Automated system of monitoring and supply for objects of oil and gas industry // Proceedings of the Tula States University – Sciences of Earth. 2018. Vol. 1. P. 121–131. (In Russ.).
7. Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits (approved by the order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 20.09.2019 N 639). <http://docs.cntd.ru/document/561372501> (Accessed on 26.11.2020). (In Russ.).
8. *Bogatkina Yu.G., Ponomareva I.A., Eremin N.A.* Application of information technologies for economic evaluation of oil and gas investment projects. Moscow: MAKS Press, 2016. 148 p. (In Russ.).
9. *Ponomareva I.A., Eremin N.A., Bogatkina Yu.G.* Economic and methodical modeling of oil and gas field development. Moscow: Nauka, 2010. 112 p. (In Russ.).
10. *Bogatkina Yu.G.* Evaluation of the effectiveness of investment projects in the oil and gas industry using automated modeling mechanisms. Moscow: MAKS Press, 2020. 245 p. (In Russ.).