DOI 10.37539/2949-1991.2026.41.6.048

Копченова Дарья Михайловна, Студент,
Санкт-Петербургский Горный Университет
императрицы Екатерины II

Шишов Сергей Алексеевич, Студент,
Санкт-Петербургский Горный Университет
императрицы Екатерины II

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В статье представлено технико-экономическое обоснование технологии выравнивания профиля приёмистости для участка нефтегазоконденсатного месторождения. Определены капитальные и эксплуатационные затраты, рассчитаны ЧДД, ВНД, ИД, дисконтированный срок окупаемости, а также выполнен количественный и качественный анализ рисков.

Ключевые слова: Выравнивание профиля приёмистости, экономическая эффективность, чистый дисконтированный доход, срок окупаемости, анализ рисков, инвестиционная привлекательность.

На поздней стадии разработки из-за геологической неоднородности снижается эффективность ППД: вода прорывается по высокопроницаемым пропласткам, обводняя продукцию, а низкопроницаемые зоны остаются неохваченными, что ведёт к потерям нефти.

ВПП – комплекс методов селективной изоляции высокопроницаемых интервалов в ПЗП нагнетательной скважины для перенаправления потока в низкопроницаемые пропластки, увеличивая охват и добычу нефти.

В статье представлено ТЭО применения ВПП [1] с оценкой прироста добычи, капитальных и эксплуатационных затрат, а также показателей эффективности (ЧДД, ВНД, ИД, срок окупаемости), подтверждающих целесообразность проекта.

В таблице 1 представлены необходимые для расчёта экономической эффективности данные.

Таблица 1

Данные, необходимые для расчета экономической эффективности

Показатели	Единица измерения	Значение
Ставка дисконтирования	%	15,0
Ставка налога на прибыль	%	25,0
НДПИ	руб./тонн	14569,3

Цена реализации нефти определена на основе среднегодовых значений цен на нефть марки «Urals» и курса доллара за 2025 год. Средний курс доллара составил 84,69 руб./доллар, средняя цена нефти – 62,57 долл./баррель. С учётом транспортных расходов (10 000 руб./т) цена реализации принята равной 28 686,09 руб./т.

Прогнозный прирост добычи после проведения ВПП по месяцам (суммарно за год – 1683,5 т) представлен в таблице 2:

Таблица 2

Прирост добычи нефти по месяцам

Месяц после проведения ВПП	Прирост добычи, т/мес.
0	0,0
1	230,0
2	225,3
3	212,3
4	199,3
5	185,3
6	168,3
7	148,3
8	125,3
9	98,3
10	60,1
11	30,0
12	1,0
Итого	1683,5

Выручка от реализации продукции (В) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ВПП:

$$В = Ц_н \cdot Q_н, \quad (1)$$

где $Ц_н$ – цена реализации, руб./т; $Q_н$ – дополнительная добыча нефти за месяц.

Выручка от реализации дополнительной нефти (произведение цены на прирост добычи) за год составила 48,3 млн руб. (максимальное значение в 1-й месяц – 6,6 млн руб., в последнем – 0,03 млн руб.).

Капитальные затраты, амортизация и аренда оборудования для ВПП приведены в таблицах 3, 4 и 5 соответственно.

Приобретение всего оборудования в собственность ведёт к неоправданному росту инвестиций, делая проект неэффективным. Поэтому часть оборудования приобретается, а часть арендуется – это снижает начальные вложения и обеспечивает положительную доходность и приемлемый срок окупаемости.

Таблица 3

Капитальные затраты при проведении ВПП

Наименование	Первоначальная стоимость ед., руб.	Количество ед. оборудования	Первоначальная общая стоимость, руб.	Доставка руб.	Монтаж руб.	Общая стоимость руб.
Основное оборудование						
ЦА-320	5 215 00	1	5 215 000	50 000	100 000	5 365 000
КИП						
Манометр ДМ 100 мм, 16 МПА	1 700	2	3 400	600	800	4 800
Расходомер ультразвуковой портативный	68 000	1	68 000	2 000	4 000	74 000

ЛВД						
Рукав высокого давленя РВД DN 20 (50м)	900	50	45 000	2 500	5 000	52 500
Быстро разъемное соединение БРС DN 20	5 000	2	10 000	700	2 000	12 700
Итого:	5 290 600		5 341 400	55 800	111 800	5 509 000

Таблица 4

Амортизация

Наименование	Общая стоимость, руб.	СПИ	$Н_А$, %	$А_{мес}$, руб.
ЦА-320	5 365 000	10	10	44 708
Манометр ДМ 100 мм, 16 МПА	4 800	3	33	133
Расходомер ультразвуковой портативный	74 000	3	33	2 056
Рукав высокого давленя РВД DN 20 (50м)	52 500	10	10	438
Быстро разъемное соединение БРС DN 20	12 700	3	10	353
Итого:	5 509 000			47 688

Таблица 5

Аренда оборудования, для проведения технологии выравнивания профиля приемистости

Оборудование	Количество суток	Ставка, руб.	Общая стоимость, руб.
КУДР-1	4	40 000	160 000
Кран манипулятор	4	28 000	112 000
Вагон бытовка (комната отдыха/приема пищи), 2 шт.	4	10 000	40 000
Вагон бытовка (раздевалка/сушилка), 1 шт.	4	5 000	20 000
Вагон бытовка (санитарный пост), 1 шт.	4	5 000	20 000
Итого:	532 000		

Для расчета стоимости проведения выравнивания профиля приемистости необходимо учитывать эксплуатационные затраты (2):

$$ЭЗ = МЗ + ЗП + СтрВ + А + Пр, \quad (2)$$

где МЗ – материальные затраты; ЗП – затраты на оплату труда; СтрВ – страховые взносы; Пр – прочие (аренда, налоги).

Таблица 6

Материальные затраты при проведении ВПП

Элементы затрат	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
Хим. Реагент (ГОС-1АС), кг	1506,50	350,00	527 275,00
Электроэнергия (на одну тонну), кВт·ч	65,00	7,94	516,00
Топливо, л	200,00	60,00	12 000,00
Вода, $м^3$	100,00	50,00	5 000,00
Итого			544 791,00

В таблице 7 указан состав бригады и заработная плата со страховыми взносами. Страховые взносы составляют 30,5% от оплаты труда рабочего.

Таблица 7

Состав бригады для проведения работ

Должность	Количество, чел.	Сменная ставка, руб.	Количество смен	Оплата труда, руб.	Страховые взносы, руб./мес.
Инженер- технолог	1	13 200	4	52 800	16 104
Мастер по ТРС	1	10 800	4	43 200	13 176
Оператор насосной установки	1	8 400	4	33 600	10 248
Геофизик	1	12 000	4	48 000	14 640
Лаборант	1	7 200	4	28 800	8 784
Слесарь по КИП/ обвязке	1	9 000	4	36 000	10 980
Машинист ЦА-320	1	9 800	4	39 200	11 956
Стропальщик	1	7 000	4	28 000	8 540
Электрик	1	9 000	4	36 000	10 980
Итого:		86 400		345 600	105 408

Расчет показателей эффективности

В данном подпункте будут посчитаны и представлены следующие показатели эффективности:

1) ЧДД (NPV) – дисконтированная к начальному моменту сумма чистых доходов после возмещения инвестиций, приведённая по норме дисконта.

ЧДД – разность дисконтированных притоков и оттоков денежных средств за период функционирования проекта.

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T} \frac{Пр_t}{(1+E_H)^t} - \sum_{t=1}^{T} \frac{Оm_t}{(1+E_H)^t} \quad (3)$$

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T} \frac{B_t - K_t - Э_{npt} - H_t + A_t}{(1+E_H)^t} \quad (4)$$

где $Пр_t$ – поступления денежных средств в интервал времени t, образующих входной денежный поток (приток); $Оm_t$ – выплаты денежных средств в интервал времени t, образующие выходной денежный поток (отток); T – продолжительность расчета; E_H – ставка дисконтирования принятая для оценки инвестиционного проекта; B_t – выручка от реализации в году t, K_t – капитальные вложения в основные средства в году t, $Эпр_t$ – эксплуатационные затраты (производственные, коммерческие и управленческие) в году t; H_t – налоговые выплаты, не включенные в производственные затраты, в году t, A_t – амортизационные отчисления в году t.

Положительный ЧДД свидетельствует о рентабельности и целесообразности реализации проекта.

Порядок расчета ЧДД представлен в таблице 8.

По расчетам получено, что ЧДД = 6,7 млн. рублей.

Таблица 8

Результаты расчета показателей экономической эффективности проекта

Показа-тели	Ед. изм.	Месяцы												
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Доп. добыча	тонн	0,0	230	225,3	212,3	199,3	185,3	168,3	148,3	125,3	98,3	60,14	29,09	1,91
Выручка	млн. руб.	0,0	6,6	6,5	6,1	5,7	5,3	4,8	4,3	3,6	2,8	1,7	0,8	0,06
ЭЗ, в т.ч.:	млн. руб.	0,0	5,6	4,0	3,8	3,6	3,3	3,0	2,7	2,3	1,8	1,1	0,6	0,08
МЗ	млн. руб.	0,0	1,2	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,01
ЗП	млн. руб.	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
СтрВ	млн. руб.	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
А	млн. руб.	0,0	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Пр	млн. руб.	0,0	3,9	3,3	3,1	2,9	2,7	2,5	2,2	1,8	1,4	0,9	0,4	0,03
ПДНО	млн. руб.	0,0	1,0	2,4	2,3	2,2	2,0	1,8	1,6	1,3	1,0	0,6	0,3	-0,03
Н. на приб.	млн. руб.	0	0,2	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,07	0,0
ЧП	млн. руб.	0,0	0,7	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,2	1,0	0,8	0,5	0,2	-0,03

КЗ	млн. руб.	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ДП	млн. руб.	-5,5	0,8	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,2	1,1	0,8	0,5	0,3	0,02
$К_Д$	дол и ед.	1,00	0,99	0,98	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,89	0,88	0,87	0,86
ДДП	млн. руб.	-5,5	0,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3	1,1	1,0	0,7	0,5	0,2	0,02
$ДДП_н$	млн. руб.	-5,6	-4,7	-2,9	-1,2	0,4	1,9	3,2	4,3	5,3	6,0	6,5	6,7	6,7
ЧДД	млн. руб.	**6,7**												
ИД	**дол и ед.**	**2,2**												
ВНД	**%**	**21,4**												
СО	**мес.**	**4,8**												

$$ДП = Приток - Отток \quad (5)$$

Учитывая специфику оцениваемого проекта, формулу денежного потока можно представить следующим образом (6):

$$ДП = ЧП + А - КЗ, \quad (6)$$

где ЧП – чистая прибыль от мероприятия;

А – амортизация; КЗ – капитальные затраты.

$$ЧП = ПДНО \cdot (1 - Ст), \quad (7)$$

где ПДНО – прибыль до налогообложения; Ст – ставка налога на прибыль;

$$ПДНО = В - ЭЗ, \quad (8)$$

где В – выручка;

Так как эффект мероприятия длится 12 месяцев, период расчёта денежных потоков принят равным 1 месяцу.

2) ВНД (IRR) – норма дисконта, при которой ЧДД равен нулю.;

$$\sum_{t=0}^{T} \frac{Пр_t}{(1+ВНД)^t} = \sum_{t=0}^{T} \frac{От_t}{(1+ВНД)^t} \quad (9)$$

Результат вычисления функции – 21,4%.

3) ИД (PI) – отношение ЧДД к дисконтированным инвестициям, увеличенное на единицу. Проект эффективен при ИД > 1;

$$ИД = \frac{ЧДД}{КЗ} + 1 \quad (10)$$

По расчетам ИД= 2,2

4) DPP – период от начала проекта до момента, когда накопленный дисконтированный денежный поток становится положительным и остаётся неотрицательным.

Срок окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=0}^{T^*} \frac{B_t - K_t - Э_{прt} - H_t + A_t}{(1+E_H)^t} = 0 \quad (11)$$

На рисунке 1 представлен график дисконтированного накопленного денежный потока

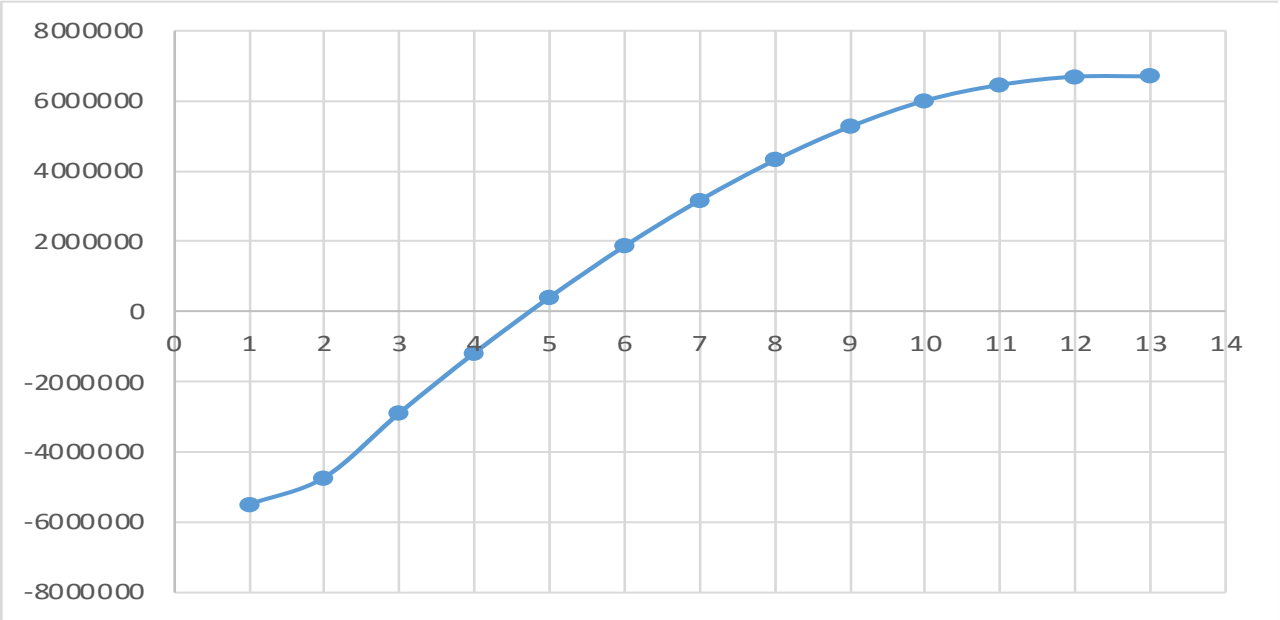

Рисунок 1. Дисконтированный накопленный денежный поток ($ДДП_Н$)

Показатели эффективности: ЧДД = 6,7 млн руб., ВНД = 21,4 %, ИД = 2,2 руб/руб, DPP = 4,8 мес.

Качественная оценка рисков

Качественная оценка рисков включает их идентификацию и разработку мер минимизации. Основные риски: аварии, поломки оборудования, инфляция, изменение цен на сырьё, сбои поставок, конкуренция. Меры: соблюдение ТБ, страхование, регулярное ТО, диверсификация поставщиков, долгосрочные контракты, повышение качества.

Количественная оценка рисков

Оценка проведена методом рациональных диапазонов. Рассмотрено изменение трёх ключевых факторов (цена на нефть, величина капитальных вложений, затраты на электроэнергию) в пределах ±20 % с шагом 5 %. Зависимость ЧДД от каждого фактора показала:

Рассмотрим изменение данных факторов в следующих пределах: ±20%, ±15%, ±10%, ±5%, для чего рассчитываем ЧДД при минимальном и максимальном значении каждого фактора (таблица 9).

Таблица 9

Изменение ЧДД от изменения величины капитальных вложений, объема продаж и цены состава (значения ЧДД в млн.рублей)

	-20%	**15%**	**10%**	**5%**	**0**	**5%**	**+10%**	**+15%**	**20%**
Изменение цены на нефть	-0,1	1,6	3,3		**6,7**	8,4	10,1	11,8	13,5
Изменение величины капитальных вложений	7,8	7,5	7,2	7	**6,7**	6,4	6,1	5,9	5,6
Изменение затрат на электроэнергию	7,4	7,2	7,1	6,9	**6,7**	6,5	6,3	6,1	6

Также на рисунке 2 показана графическая зависимость ЧДД от изменяемых величин.

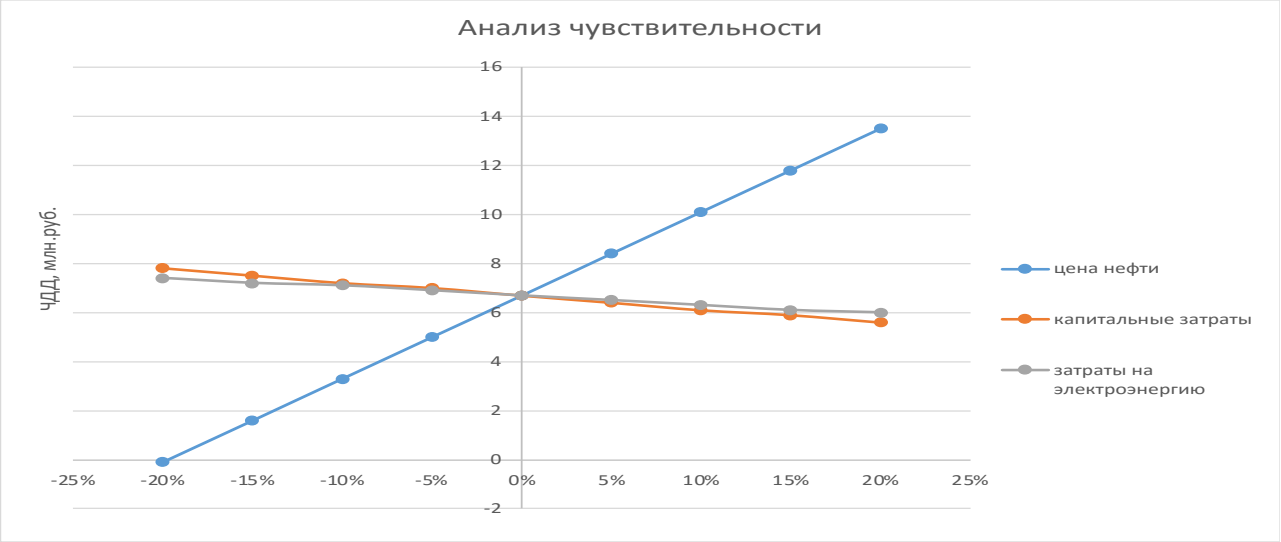

Рисунок 2. Изменение ЧДД от изменения трех величин

На основе графика можно сделать следующие выводы:

Наибольший риск – цена на нефть: кривая зависимости ЧДД от этого фактора имеет самый крутой наклон. Снижение цены на 5 % уменьшает ЧДД с 6,7 до 5,0 млн руб., что существенно ухудшает эффективность. Высокая волатильность рынка требует постоянного мониторинга цен.

Средний риск – капитальные вложения: их рост заметно снижает ЧДД (наклон кривой умеренный, но значимый). Удорожание оборудования или логистики пропорционально уменьшает чистую прибыль, что требует точного планирования бюджета и строгого контроля закупок.

Низкий риск – затраты на электроэнергию: кривая имеет самый пологий наклон, поэтому колебания тарифов практически не влияют на результат. Даже рост затрат на 20 % снижает ЧДД лишь с 6,7 до 6,0 млн руб., что позволяет отнести фактор к категории незначительных рисков.

Вывод: совокупность полученных экономических показателей и результатов риск-анализа однозначно подтверждает коммерческую привлекательность и техническую оправданность применения технологии выравнивания профиля приёмистости на поздних стадиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Список литературы:

1. Крайнова Э. А., Лоповок Г. Б. Технико-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности : учебное пособие. – М. : Недра, 2012. – 344 с.

2. Землянский В. В. Методика проектирования применения полимерно-гелевых систем в нагнетательных скважинах с учетом возможных рисков : дис. … канд. техн. наук. – Тюмень, 2006. – 186 с.

3. Мавлиев А. Р., Рогачев М. К., Мардашов Д. В. Обоснование объемов закачки потокоотклоняющих композиций в нагнетательные скважины // Записки Горного института. – 2011. – Т. 189. – С. 182–187.

4. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи для обоснования опытно-промышленных работ на месторождениях Компании. – М. : ОАО «НК «Роснефть», 2014. – 43 с.