DOI 10.37539/2949-1991.2026.41.6.049

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

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

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Аннотация. В статье представлен расчет экономической эффективности ГРП для нефтяной скважины. Определены капитальные и эксплуатационные затраты, рассчитаны NPV, PI, IRR, срок окупаемости, а также выполнен анализ чувствительности к ключевым параметрам.

Ключевые слова: Гидравлический разрыв пласта, экономическая эффективность, чистая приведенная стоимость, срок окупаемости, анализ чувствительности.

Экономическая эффективность ГРП определяется прибылью от дополнительной добычи. В расчёт включаются эксплуатационные затраты: материальные расходы, оплата труда, страховые взносы, амортизация и прочие.

РП проведён на скважине с начальным дебитом 6,72 т/сут. После операции дебит вырос до 36,96 т/сут в первый месяц, затем плавно снижался до исходного уровня за 18 месяцев. Суммарная дополнительная добыча нефти – 6 131,43 т, жидкости – 7 258,14 т..

Далее необходимо произвести расчет материальных затрат. В таблице 1 приведены сырье и материалы для проведения гидроразрыва пласта.

Таблица 1

Материальные затраты

Наименование	Цена за единицу, руб.	Количество	Стоимость, руб.
Жидкость разрыва, $м^3$	5 000	10	50 000
Проппант, т	36 000	3	108 000
Жидкость продавки, $м^3$	2 000	8,78	17 560
Топливо, л	70	8000	560 000
Итого			1 491 560

Расход электроэнергии определяется по удельному показателю 75 кВт·ч/т и дополнительной добыче жидкости за месяц. В нулевой месяц расход нулевой, так как ГРП проводят в первом.

Бригада для ГРП: руководитель, 2 оператора блендера, 8 операторов насосных агрегатов, оператор станции управления, 2 водителя, лаборант. Продолжительность – 96 ч. Страховые взносы – 30,5 % от зарплаты. Расчёт оплаты труда приведён в таблице 2.

Таблица 2

Расчет заработной платы сотрудникам

Должность	Количество сотрудников	Ставка за смену, руб./смена	Количество смен	Заработная плата за выполненные работы (96 часов), руб.	Страховой взнос, руб.
Руководитель работ по ГРП	1	9 600	3	28 800	8 784
Оператор блендера	2	6 000	4	48 000	14 640
Оператор насосного агрегата	8	5 400	4	172 800	52 704
Оператор станции управления и контроля	1	6 240	8	49 920	15 225,6
Водитель специальной техники	2	4 800	3	28 800	8 784
Лаборант	1	4 200	2	8 400	2 562
Итого				336 720	102 700

Рассчитаем капитальные затраты и амортизационные отчисления на оборудование.
Месячная норма амортизации вычисляется по формуле:

$$H_A = \frac{\frac{1}{n}}{12} \cdot 100\% \quad (1)$$

где n – срок полезного использования, лет.
Амортизация будет рассчитываться по формуле:

$$A = H_A \cdot C_n \quad (2)$$

где C_n – первоначальная стоимость, руб.
Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3

Капитальные затраты и амортизационные отчисления

Наименование	Количество	Первоначальная стоимость, млн руб.	Общая стоимость, млн руб.	Срок полезного использования, лет	Норма месячной амортизации, %	Амортизация, руб.
4АН-700	3	7,00	21,00	8	1,04	218 750
УСГ-30	1	4,50	4,5	8	1,04	46 875,00
Манифольд	1	0,35	0,35	7	1,19	4 166,67
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	0,28	0,28	7	1,19	3 333,33
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	0,29	0,29	2	4,17	12 083,33
Скрепер	1	0,22	0,22	2	4,17	9 166,67
Итого			26,64			294 375

Капитальные затраты составляют 26 640 000 рублей, а амортизация – 294 375 рублей.

Полная покупка оборудования нецелесообразна из-за высоких инвестиций, поэтому часть приобретается, часть арендуется – это обеспечивает доходность и окупаемость. Аренда флота ГРП (станция управления, ёмкости, песковоз) – 1 055 500 руб.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых на месторождении составляет 14532,12 руб/т.

Сумма налога на добычу полезных ископаемых вычисляется по формуле:

$$НДПИ = С_{НДПИ} \cdot \Delta Q_н \quad (3)$$

где $\Delta Q_н$ – дополнительная добыча нефти за месяц, т; $С_{НДПИ}$ – ставка налога на добычу полезных ископаемых (на месторождении принимает значение 14532,12 руб/т.), руб/т.

Выручка от реализации за месяц будет считаться по формуле:

$$В = Ц_н \cdot \Delta Q_н \quad (4)$$

где Цн – цена реализации нефти, руб,

$$Ц_н = \overline{Ц} \cdot \overline{К} \cdot 7{,}3 - ТР \quad (5)$$

где $\overline{К}$ – среднегодовой курс доллара к рублю, $\overline{К} = 84{,}69$ руб./доллар; $\overline{Ц}$ – среднегодовая цена нефти Urals, $\overline{Ц} = 62{,}57$ доллар/баррель; ТР – транспортные расходы (примем ТР = 10 000 рублей).

$$Ц_н = 62{,}57 \cdot 84{,}69 \cdot 7{,}3 - 10\,000 = 28\,681{,}16 \text{ руб.}$$

Производственные затраты будут считаться как сумма материальных затрат, заработной платы, страховых выплат, амортизационных отчислений и прочих затрат.

Прочими затратами будет являться сумма налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), которая вычисляется по формуле (3), а также сумма аренды флота ГРП.

В нулевой месяц учитываются только капитальные затраты, так как в этот период происходит закупка необходимого оборудования.

Прибыль до налогообложения (ПДНО) считается по формуле:

$$ПДНО = В - ЭЗ \quad (6)$$

Ставку налога на прибыль примем равным 25%, сам налог вычисляется по формуле:

$$Н_{пр} = ПДНО \cdot 0{,}25 \quad (7)$$

Чистая прибыль вычисляется по формуле:

$$ЧП = ПДНО - Н_{пр} \quad (8)$$

Денежный поток рассчитывается по формуле:

$$ДП = ЧП + А - КЗ \quad (9)$$

где А – амортизация, руб; КЗ – капитальные затраты, руб (учитываются только в нулевой месяц).

Рассчитаем коэффициент дисконтирования, который используется, для приведения будущих денежных потоков к текущей стоимости:

$$К_д = \frac{1}{(1 + r_м)^t} \quad (10)$$

где $r_м$ – месячная ставка дисконтирования %;

t – номер временного периода.

$$r_м = \frac{r}{12} \quad (11)$$

где r –годовая ставка дисконтирования (принимаем r = 15%), %.

$$r_м = \frac{15}{12} = 1{,}25\%$$

Дисконтированный денежный поток – стоимость будущих денежных потоков, приведенная к стоимости на текущий момент времени:

$$ДДП = К_д \cdot ДП \quad (12)$$

ЧДД (интегральный экономический эффект) – приведённая к начальному моменту величина дохода сверх возврата инвестиций и процента, равного норме дисконта, установленной инвестором.

ЧДД рассчитывается как разность дисконтированных притоков и оттоков денежных средств за весь инвестиционный период.

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T} \frac{Пр_t}{(1+E_H)^t} - \sum_{t=1}^{T} \frac{Оm_t}{(1+E_H)^t} \quad (13)$$

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T} \frac{B_t - K_t - Э_{прt} - H_t + A_t}{(1+E_H)^t} \quad (14)$$

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.

$$ЧДД = 29\,851\,814{,}20 \text{ руб.}$$

Порядок расчета ЧДД представлен в таблице 4.

Таблица 4

Порядок расчета ЧДД

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Доп. Добы-ча	0,00	846,72	828,41	706,21	640,48	541,65	486,62	420,49	349,01	306,50	249,20	213,18	173,07	123,54	103,94	71,83	47,33	22,26	0,99
В	0,00	24,28	23,76	20,25	18,37	15,54	13,96	12,06	10,01	8,79	7,15	6,11	4,96	3,54	2,98	2,06	1,36	0,64	0,03
ЭЗ, в т.ч.	0,00	15,59	13,07	11,19	10,17	8,65	7,80	6,78	5,68	5,02	4,14	3,58	2,96	2,20	1,90	1,40	1,02	0,64	0,31
МЗ	0,00	1,49	0,74	0,63	0,57	0,48	0,43	0,38	0,31	0,27	0,22	0,19	0,15	0,11	0,09	0,06	0,04	0,02	0,00
ЗП	0,00	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Стр. В.	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
А	0,00	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Пр.	0,00	13,36	12,04	10,26	9,31	7,87	7,07	6,11	5,07	4,45	3,62	3,10	2,52	1,80	1,51	1,04	0,69	0,32	0,01
ПДНО	0,00	8,70	10,69	9,07	8,20	6,89	6,16	5,28	4,33	3,77	3,01	2,53	2,00	1,34	1,08	0,66	0,33	0,00	-0,28

Налог на при-быль	0,00	2,17	2,67	2,27	2,05	1,72	1,54	1,32	1,08	0,94	0,75	0,63	0,50	0,34	0,27	0,16	0,08	0,00	0,00
ЧП	0,00	6,52	8,02	6,80	6,15	5,16	4,62	3,96	3,25	2,83	2,26	1,90	1,50	1,01	0,81	0,49	0,25	0,00	-0,28
КЗ	26,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ДП	-26,64	6,82	8,31	7,09	6,44	5,46	4,91	4,25	3,54	3,12	2,55	2,19	1,79	1,30	1,11	0,79	0,54	0,29	0,01
Кд	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ДДП	-26,64	6,73	8,11	6,84	6,13	5,13	4,56	3,90	3,21	2,79	2,25	1,91	1,55	1,11	0,93	0,65	0,45	0,24	0,01
ДДПн	-26,64	-19,91	-11,80	-4,96	1,16	6,29	10,85	14,75	17,96	20,75	23,01	24,92	26,46	27,57	28,50	29,16	29,60	29,84	29,85

Далее построим график накопленного дисконтированного денежного потока (рисунок 1):

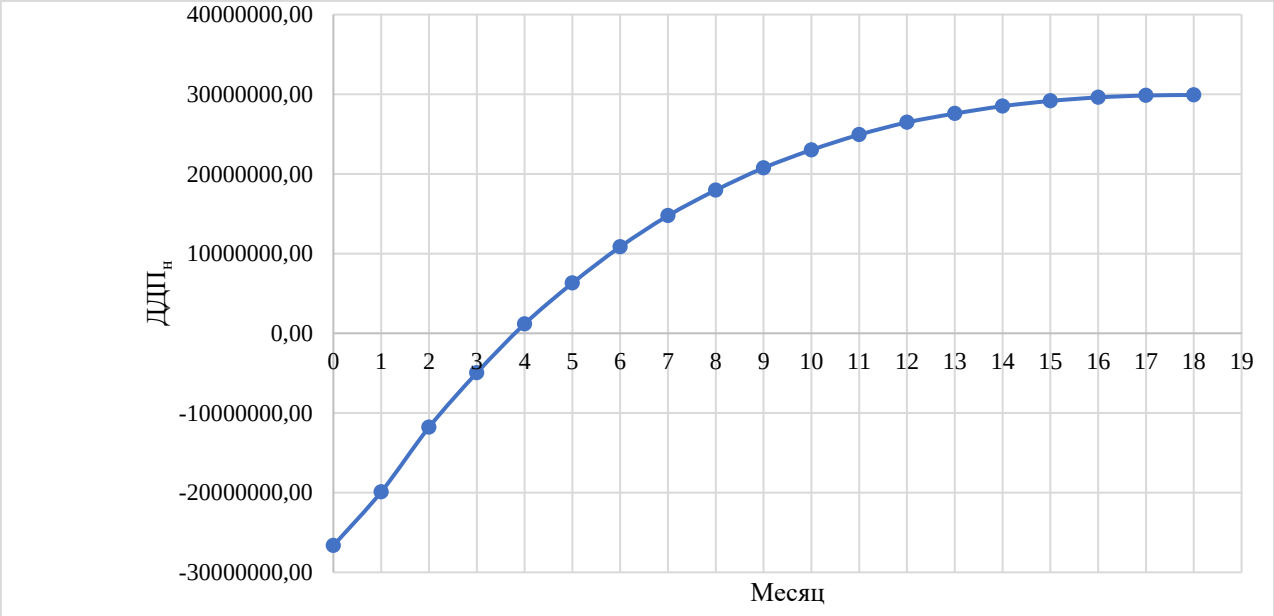

Рисунок1. График накопленного дисконтированного денежного потока.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP) – период от начала проекта до момента, когда накопленный дисконтированный денежный поток становится положительным и остаётся неотрицательным в дальнейшем.

Дисконтированный срок окупаемости проекта примерно можно определить по точке пересечения графика с осью абсцисс. Также есть формула, по которой можно это рассчитать:

$$\sum_{t=0}^{T^*} \frac{B_t - K_t - Э_{прt} - H_t + A_t}{(1+E_H)^t} = 0 \quad (15)$$

где N – номер месяца, в котором ДДП$_н$ отрицательный;

$|ДДП_н^{отр}|$ – абсолютное значение ДДП$_н$, соответствующее номеру N, руб.;

$ДДП_{N+1}$ – ДДП на следующий после N месяц, руб.

$$DPP = 3 + \frac{|-4\ 964\ 115{,}33|}{6\ 129\ 085{,}65} = 3{,}81\ мес.$$

Срок окупаемости проекта – 3,81 месяца (3 месяца 25 дней). Индекс доходности (PI) – отношение ЧДД к дисконтированным инвестициям, увеличенное на единицу. Проект эффективен, если PI > 1.

Рассчитаем по формуле:

$$PI = 1 + \frac{ЧДД}{ДКЗ} \quad (16)$$

где ДКЗ – дисконтированная стоимость капитальных затрат, руб.

$$ДКЗ = КЗ \cdot К_д \quad (17)$$

$$ДКЗ = 26\ 640\ 000 \cdot 1 = 26\ 640\ 000\ руб.$$

$$PI = 1 + \frac{29\ 851\ 814{,}20}{26\ 640\ 000} = 2{,}12$$

Внутренняя норма доходности ВНД (Internal Rate of Return, IRR) – это такое значение нормы дисконта, при котором чистый дисконтированный доход обращается в ноль.

Вычисляется из следующего соотношения:

$$\sum_{t=0}^{T} \frac{Пр_t}{(1+ВНД)^t} = \sum_{t=0}^{T} \frac{Оm_t}{(1+ВНД)^t} \quad (18)$$

$$IRR = 20\%$$

Инвестиционные проекты в нефтегазовой отрасли подвержены множеству рисков, поэтому управление ими – важная задача для своевременного выявления угроз и их минимизации. На основе анализа проекта ГРП выделены следующие группы рисков.

Геолого-технологические риски: неопределённость строения пласта, несоответствие трещины модели, прорыв в водоносный горизонт, недостаточный прирост дебита, аварии и осложнения.

Экономические и финансовые риски: макроэкономическая нестабильность – падение цен на нефть и выручки, рост затрат, удорожание кредитов при повышении ключевой ставки, валютные колебания.

Регуляторно-правовые риски: ужесточение требований к недропользованию, изменение налогов, претензии контролёров, задержки с разрешениями.

Операционные риски: срывы поставок, некачественные работы подрядчиков, низкая квалификация персонала, травматизм и аварии.

Анализ чувствительности методом рациональных диапазонов (таблица 5). Для оценки эластичности ЧДД проекта к изменению параметров проведен анализ чувствительности в диапазоне от -20% до +20% от базовых значений.

Таблица 5

Анализ чувствительности

	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
Цена реализации бензина, млн руб.	4,25	10,42	16,59	22,76	29,85	35,10	41,26	47,43	53,60

Цена на сырье и материалы, млн руб.	29,84	29,61	29,38	29,16	29,85	28,70	28,47	28,24	28,01
Объем продаж бензина, млн руб.	17,22	20,15	23,08	26,00	29,85	31,85	34,78	37,70	40,63

Графические результаты анализа представлены на рисунке 2:

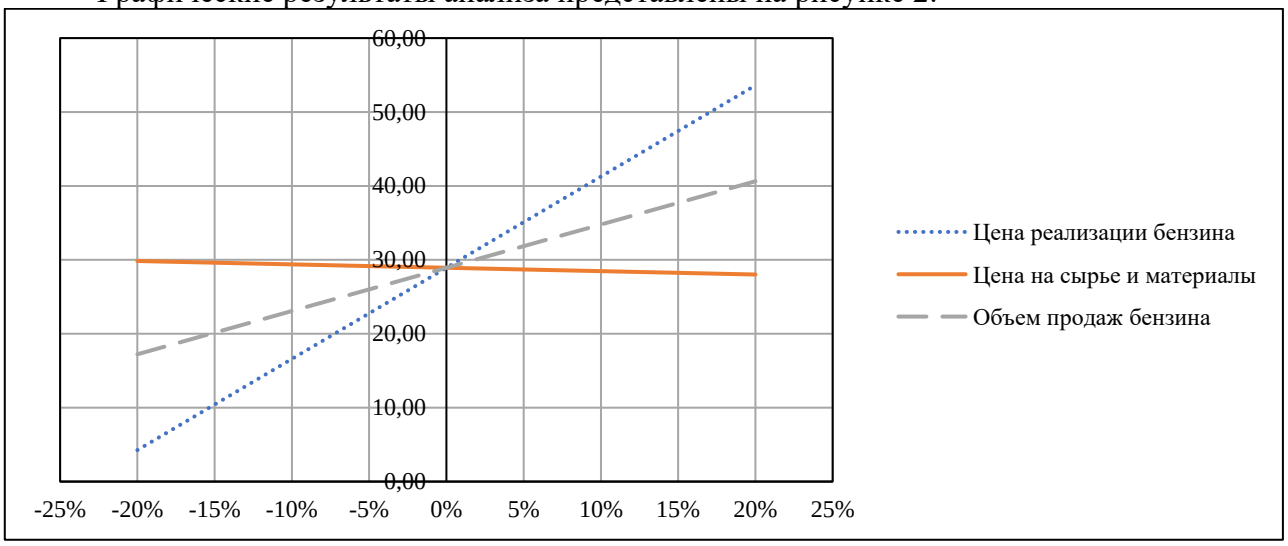

Рисунок 2. Графическое представление анализа чувствительности

Анализ чувствительности показал, что цена реализации – наиболее влиятельный фактор: снижение на 20 % уменьшает ЧДД до 4,25 млн руб., рост – до 53,60 млн руб. Объём продаж также значим: при ±20 % ЧДД колеблется от 17,22 до 40,63 млн руб. Цены на сырьё влияют слабо: удорожание на 20 % снижает ЧДД с 29,85 до 28,01 млн руб.Графический анализ подтверждает, что проект наиболее чувствителен к цене и объему продаж, но устойчив к изменению производственных затрат. Таким образом, основное внимание при управлении рисками следует уделять ценовым колебаниям и стабильности сбыта, тогда как удорожание сырья не представляет большой угрозы.

Вывод: Проведённые расчёты показывают, что применение ГРП на скважине нефтяного месторождения является экономически обоснованным. Дополнительная добыча нефти (6 131 т) обеспечивает выручку, покрывающую все затраты, и позволяет получить чистый дисконтированный доход 29,85 млн руб. при окупаемости менее 5 месяцев. Проект демонстрирует высокую рентабельность и устойчивость к ключевым рискам, что рекомендует его к практической реализации.

Список литературы:

1. Садчиков, И. А. Экономика нефтегазовой отрасли: учебное пособие для вузов / И. А. Садчиков, В. А. Балукова; под редакцией И. А. Садчикова. – 2-е изд. – Санкт-Петербург: ХИМИЗДАТ, 2024. – 256 с. – ISBN 978-5-93808-453-7.

2. Мочалова, Л. А. Стратегический анализ и планирование: учебник / Л. А. Мочалова, В. И. Власов; Уральский государственный горный университет. – 2-е изд. – Москва: Ай Пи Ар Медиа, 2025. – 168 с. – ISBN 978-5-4497-3892-1.

3. Фролов, Ю. В. Стратегический менеджмент. Формирование стратегии и проектирование бизнес-процессов: учебник для вузов / Ю. В. Фролов, Р. В. Серышев; под редакцией Ю. В. Фролова. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва: Издательство Юрайт, 2025. – 154 с. – ISBN 978-5-534-09015-4.