

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ИЧЕРСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

АВАГЯН Марина Гайковна

студент

КАНИЦКАЯ Людмила Васильевна

доктор химических наук

Байкальский государственный университет

г. Иркутск, Россия

В статье приведены результаты оценки трех вариантов повышения экономической эффективности разработки Ичерского лицензионного участка Верхнечонского месторождения, основанных на различных технологических решениях. Анализ включал оценку динамики добычи, операционных затрат, финансовых метрик (EBITDA, чистого денежного потока, NPV и IRR), учет технологических и экономических факторов. Обоснована целесообразность перевода разведочных скважин в нагнетательные.

Ключевые слова: Ичерский лицензионный участок месторождения углеводородов, добыча нефти, технологические решения, экономическая эффективность.

В настоящее время, согласно «Справочнику недропользования УВС» (<https://uvswa.sgr72.ru/search>) на территории Российской Федерации разрабатывают 3801 месторождение. Обладателями 4074 лицензий на разработку месторождений являются 768 нефтегазодобывающих компаний.

Несмотря на сохранение объемов добычи нефти в 2025 г. на уровне предыдущего года (510–516 млн т.) экономическая эффективность нефтедобычи в России снизилась (<https://nprom.online/trends/ot-itogov-k-prognozam-s-kakim-bagazhom-neftegazovaya-otrasl-rossii-vstrechaet-2026-god>), поскольку: «... в 2025 году главной задачей для российских нефтяных компаний стало не развитие новых проектов или увеличение объемов добычи, а именно адаптация к новым реалиям. Отрасль была вынуждена в сжатые сроки выстраивать новые логистические цепочки, искать альтернативные каналы реализации своей продукции и обеспечивать стабильную работу в условиях нестабильной экономической ситуации».

С такими же трудностями столкнулось и АО «Верхнечонскнефтегаз» (АО «ВЧНГ») – дочерняя компания ПАО «НК «Роснефть». Компания наращивала вложения в основной капитал в производственно-технологические циклы, исчисляющиеся несколькими десятилетиями, для планомерного воспроизводства

сырьевой базы, с учетом того, что это, в основном, трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). Остановить реализуемые проекты разработки Верхнечонского месторождения невозможно, поэтому АО «ВЧНГ» проводят изыскания экономичных способов разработки месторождения с целью повышения экономической эффективности, в частности, Ичерского лицензионного участка (ЛУ), который расположен на севере Иркутской области.

В работе рассмотрены три варианта, в основу которых положены различные технологические решения по разработке Ичерского ЛУ. Проектный период составляет 49 лет. Научно-исследовательские работы начались уже с 2026 г., а геологоразведочные работы (ГРП) планируют проводить с 2031 по 2040 гг. Строительство четырех добывающих скважин спланировано на 2035–2038 гг. Завершение инвестиционной фазы на ГРП произойдет в 2041 г. (планируемые затраты – 54 млн р.). Промышленная разработка должна начаться в 2042 г.

Результаты анализа эффективности капитальных вложений по первому базовому варианту с четырьмя добывающими скважинами представлены в таблице 1. Активная фаза генерации денежного потока должна прийти на 2043–2061 гг., а уже с 2062 г. рентабельность добычи нефти на участке начнет резко падать. Суммарный чистый денежный поток может

составить 229 965 млн. р. при неизменной цене на нефть не менее 60 долл./барр. Пиком денежных поступлений, может стать период с 2027

по 2047 гг. Анализ данных, представленных в таблице 1, показывает, что при ставке ЦБ, равной 20%, базовый вариант проекта не окупится.

Таблица 1

ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА ПРОЕКТНЫЙ ПЕРИОД*

Наименование показателя	Значение показателя по годам									
	2035	2039	2043	2047	2051	2055	2059	2063	2067	2071
Чистый денежный поток (ЧДП), млн р.	-2068	-3 101	957	56 385	21 278	3881	627	0	0	0
IRR, проц.	0	0	0	6	13	14	14	14	14	14
NPV, млн р.	-366	-265	39	1 119	204	18	1	0	0	0
Дисконтированные инвестиции (PVI), млн р.	587	2 888	33 653	1 872	172	172	172	0	0	0
DPP, лет	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
DPI, доли ед.	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0

Примечание: * данные представлены через интервал в 4 года

Второй вариант технологического решения заключается во вводе 17 новых добывающих скважин в период от 2035 до 2040 гг. Все они будут переведены из скважин разведочного

бурения. Такая структура характерна для начального этапа освоения новых участков месторождения. Показатели добычи жидкости за определенный период изменятся (таблица 2).

Таблица 2

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИ ПЕРЕВОДЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН В ДОБЫВАЮЩИЕ

Наименование показателя	Значение показателей		Темп изменения, проц.
	До введения новых скважин	После введения новых скважин	
Добыча жидкости, тыс. т	65 656,0	65 971,0	+0,5
Добыча нефти, тыс. т	16 645,0	16 900,0	+1,5
Добыча попутного газа, млн м ³	46 906	47 075	+0,4
НДПИ, млн р.	474 048,0	481 220,0	+1,5
Капитальные затраты (базовые + дополнительные), млн р.	11 302,2	852,2	-92,5
ОРЕХ (в текущих ценах), млн р.	68 071,0	77 150,0	+13,3
ЕВИТДА, млн р.	540 178,0	540 152,0	0,0
Налог на прибыль, млн р.	82 449,0	82 449,0	0,0

При таком решении, согласно расчетам, произойдут изменения значений ключевых показателей: добыча дополнительных объемов нефти потребует увеличения операционных затрат на 13,3%, что полностью исключит возможный прирост EBITDA. Более того, EBITDA даже незначительно уменьшится, а налог на прибыль останется неизменным. Чистый денежный поток возрастет на 1 235,0 млн р., внутренняя норма доходности – на 0,2%, NPV снизится на 191,1 млн р.

Таким образом, второй вариант проекта по переводу 17 разведочных скважин в фонд добывающих также, как и первый окажется нерентабельным: дополнительные доходы, получаемые от продажи нефти, не покроют роста эксплуатационных затрат. Это не является ошибкой в расчетах, так как дополнительные скважины будут работать в режиме истощения пласта, а без поддержки пластового давления будут наблюдаться падение дебита, кроме того, рост операционных затрат приведет к снижению доходов.

И третий вариант технологического решения заключается в переводе разведочных

скважин в нагнетательный фонд с целью увеличения пластового давления и как следствие – увеличения дебита добывающих скважин.

Конкретных величин увеличения дебита скважин при заводнении участка не существует. Эффект зависит от множества уникальных факторов: стадии разработки месторождения, свойств горной породы и вязкости нефти. Но можно выделить диапазон показателей, в котором обычно наблюдается эффект от введения нагнетательных скважин и оптимизации их работы. Разброс показателей увеличения дебита может составлять от 3% до 50%.

Это определяется тремя основными факторами [1; 2]: геологией пласта; временем введения нагнетательных скважин; режимом закачки (стационарный, либо циклический). Чтобы получить прогноз для конкретного участка, необходимо строить гидродинамические модели, учитывающие структуру пласта и свойства жидкостей. Поскольку таких данных у нас не было, мы во вторую модель заложили наименьшее значение темпа прироста добычи нефти и газа (таблица 3).

Таблица 3

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИ ПЕРЕВОДЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН В ДОБЫВАЮЩИЕ

Наименование показателя	Значение показателей		Темп прироста, проц.
	до введения новых нагнетательных скважин	после введения новых нагнетательных скважин	
Добыча жидкости, тыс. т	65 656,0	67 000,0	+1,1
Добыча нефти, тыс. т	16 645,0	17 227,0	+1,1
Добыча попутного газа, млн м ³	46 906,0	48 540,0	+3,5
Закачка воды, тыс. м ³	75 263,0	76 768,0	+2,0
НДПИ, млн р.	474 048,0	490 640,0	+3,5
Капитальные затраты (базовые + дополнительные), млн р.	11 302,2	12 152,2	+7,5
ОРЕХ (в текущих ценах), млн р.	68 071,0	69 773	+2,5
ОРЕХ (в номинальных ценах), млн р.	68 097,0	69 799,0	+2,5
EBITDA, млн р.	540 178,0	554 850,0	+2,7
Налог на прибыль, млн р.	82 449,0	86 790,0	+5,3

Таким образом, перевод 17 разведочных скважин в фонд добывающих не потребует дополнительных больших капитальных затрат, поскольку скважины уже пробурены в рамках базовой сметы, и позволит увеличить дебит скважин и нарастить добычу, обеспечивая при этом положительное значение NPV (таблица 4). Данный метод может стабилизировать добычу на долгий период за счет эффективного управления пластовым давлением и дебитом скважин.

Практическая реализация третьего вари-

анта эксплуатации Ичерского ЛУ должно сопровождаться контролем затрат на электроэнергию и техническое обслуживание, чтобы сохранить темп роста операционных затрат ниже темпа роста добычи, чтобы он стал рентабельным.

Итак, проведем сравнительный обзор результатов с целью доказательства рентабельности третьего варианта технологического решения разработки Ичерского лицензионного участка (таблица 4).

Таблица 4

СРАВНЕНИЕ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО ДВУМ ПО РАЗЛИЧНЫМ ВАРИАНТАМ

Вариант технологического решения	NPV, млн р.	IRR, проц..	Чистый денежный поток, млн р.	Эффективность
1. Базовый (без введения новых добывающих скважин)	-3 041	14,2	229 965	Нерентабелен
2. Перевод разведочных скважин в добывающие (17 скважин)	-2 850	14,4	231 200	Нерентабелен
3. Перевод разведочных скважин в нагнетательные (17 скважин)	1 240	16,1	240 800	Рентабелен, рекомендуется

Таким образом, в работе предложены три варианта технологических решений при освоении Ичерского лицензионного участка Верхнечонского месторождения и произведена оценка ключевых финансово-экономических показателей. Проведенный

анализ продемонстрировал, что вариант перевода разведочных скважин в нагнетательные скважины является экономически более выгодным, чем базовый вариант и вариант перевода разведочных скважин в добывающие.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поплыгин, В. В. Исследование эффективности комплексного нестационарного воздействия на залежь с высоковязкой нефтью / В. В. Поплыгин, М. Уирсигроч // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 1. – С. 7-12.
2. Ялашев, И. И. Определение потенциала работы пар добывающих и нагнетательных скважин / И. И. Ялашев, Ш. Р. Ганиев., Л. М. Жданов, В.Ю. Никитенко [Электронный ресурс] // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 6 – URL: <https://online.runeft.ru/6/yalashov> (дата обращения: 07.05.2026).

ASSESSMENT OF THE ECONOMIC EFFICIENCY OF VARIOUS OPTIONS FOR THE DEVELOPMENT OF THE ICHERSKOYE LICENSE AREA OF THE VERKHNECHONSKOYE DEPOSIT

AVAGYAN Marina Gaykovna

Student

KANITSKAYA Lyudmila Vasilyevna

Doctor of Sciences in Chemistry

Baikal State University

Irkutsk, Russia

This article presents the results of an assessment of three options for improving the economic efficiency of developing the Ichersky license area of the Verkhnechonskoye field, based on various technological solutions. The analysis included an assessment of production dynamics, operating costs, financial metrics (EBITDA, net cash flow, NPV, and IRR), and consideration of technological and economic factors. The feasibility of converting exploratory wells to injection wells is substantiated.

Keywords: Ichersky license area of the hydrocarbon deposit, oil production, technological solutions, economic efficiency,