

ISSN 1999-6942

Проблемы
экономики и управления
нефтегазовым
комплексом

Научно-экономический журнал

PROBLEMS OF ECONOMICS
AND MANAGEMENT OF OIL
AND GAS COMPLEX



3(171).2019



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
"Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина"

Научно-экономический журнал

**ПРОБЛЕМЫ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПЛЕКСОМ**

Scientific-economic journal

**PROBLEMS OF ECONOMICS AND MANAGEMENT
OF OIL AND GAS COMPLEX**



При участии ОАО "ВНИИОЭНГ"

3(171). 2019 МОСКВА

ПРОБЛЕМЫ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПЛЕКСОМ

Март 2019 г.

№ 3(171)

Издается с 2005 г.
Выходит 12 раз в год

Учредитель журнала – Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина"

Редакционная коллегия:

Мастепанов Алексей Михайлович
(Главный редактор) – д-р экон. наук, профессор Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, академик РАЕН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, г. Москва.

Андреев Александр Федорович – д-р экон. наук, профессор, зав. кафедрой производственного менеджмента Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва.

Гасанов Расим Таптыг оглы – д-р экон. наук, профессор, директор НИИ экономического анализа при Азербайджанском государственном экономическом университете, г. Баку.

Гасымов Сулейман Мехралы оглы – д-р экон. наук, вице-президент ГНКАР по экономике, г. Баку.

Ерусланова Елена Владимировна – главный специалист издательства "Губкинский университет", г. Москва.

Зубарева Валентина Дмитриевна – д-р экон. наук, профессор Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва.

Идигова Лалита Мусаевна – д-р экон. наук, профессор Грозненского государственного нефтяного технического университета имени акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный.

Козловский Евгений Александрович – д-р техн. наук, профессор, директор ООО "Институт геолого-экономических проблем", г. Москва.

Миловидов Константин Николаевич – д-р экон. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва.

Телегина Елена Александровна – д-р экон. наук, профессор, член-корреспондент РАН, декан факультета международного энергетического бизнеса Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, г. Москва.

СОДЕРЖАНИЕ

Стратегия

Идигова Л.М., Хаджиева М.М., Киндарова Я.А., Умциева Х.М.
Формирование строительных кластеров в Чеченской Республике 5

Экономика

Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Лындин В.Н.
Комплексная экономическая оценка месторождений Ненецкого автономного округа 15

Садькова Р.Ш., Абрамова Е.Н.
Управление затратами как один из основных факторов, влияющих на финансовый результат нефтегазодобывающего предприятия 22

Организация и управление

Андреев А.Ф., Синельников А.А., Булискерия Г.Н.
Организационно-технологические приоритеты реализации нефтегазовых проектов (Часть 2) 27

Еремина И.Ю., Биколова П.В., Чупрова А.В.
Применение интегрального подхода к оценке эффективности адаптации персонала в нефтегазовых компаниях 32

Бережная Л.И.
"Движение вверх" на фоне ограниченного геологического потенциала... 36

Международный нефтегазовый бизнес

Иванов Н.А., Шуркалин А.К.
Перспективы развития мировой энергетики и обострение конкуренции на мировых энергетических рынках 43

Мастепанов А.М.
Международное энергетическое агентство: новые взгляды на перспективы развития мировой энергетики 48

PROBLEMS OF ECONOMICS AND MANAGEMENT OF OIL AND GAS COMPLEX

March 2019 r.

№ 3(171)

published since 2005

12 issues per year

CONTENTS

Strategy

Idigova L.M., Khadzhieva M.M., Kindarova Ya.A., Umtsieva Kh.M.
Formation of construction clusters in the Chechen Republic 5

Economics

Bogatkina Yu.G., Eremin N.A., Lyndin V.N.
Comprehensive economic evaluation of the deposits of the Nenets
autonomous district 15

Sadykova R.Sh., Abramova E.N.
Cost management as one of the main factors affecting the financial results of
an oil and gas producing enterprise 22

Organization and management

Andreev A.F., Sinelnikov A.A., Buliskeriya G.N.
Organizational and technological priorities for implementation of oil and gas
projects (Part 2) 27

Eremina I.Yu., Bikulova P.V., Chuprova A.V.
Application of integrated approach to the estimation of the efficiency of
personnel adaptation in oil and gas companies 32

Berezhnaya L.I.
"Upward movement" against the background of the limited geological
potential 36

World oil and gas business

Ivanov N.A., Shurkalin A.K.
Prospects for the world power industry development and the competition
aggravation at the world energy markets 43

Mastepanov A.M.
A new look at the prospects of the world energy development 48

Founder of journal – National University of
Oil and Gas "Gubkin University"

Editorial Board:

Mastepanov A.M. (Chief editor) – Doctor of economic sciences, professor of National University of Oil and Gas "Gubkin University", academician of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS), the Head of the Analytical Center of Energy Policy and Safety of the Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (IPNG RAS), a member of the Board of Directors of the Energy Strategy Institute, Moscow.

Andreev A.F. – Doctor of economic sciences, Professor of the Department Production Management of National University of Oil and Gas "Gubkin University, Moscow.

Gasanov R.T. – Doctor of economic sciences, Professor, Director of Scientific-Research Institute on economic studies of Azerbaijan State Economic University, Baku.

Gasymov S.M. – Doctor of economic sciences, vice-president (economics) of the State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR), Baku.

Eruslanova E.V. – Senior specialist publisher "Gubkin University", Moscow.

Zubareva V.D. – Doctor of economic sciences, Professor of National University of Oil and Gas "Gubkin University, Moscow.

Idigova L.M. – Doctor of economic sciences, professor of academician M.D. Millionschikov Grozny State Oil Technical University, Grozny.

Kozlovsky E.A. – Doctor of technical sciences, Professor, General Director of "Institute of Geological-Economic Problems" of the Russian Academy of Natural Sciences, Moscow.

Milovidov K.N. – Doctor of economic sciences, Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University, Moscow.

Telegina E.A. – Doctor of economic sciences, Professor, corresponding member of RAS, Dean of the Faculty of International Energy Business of National University of Oil and Gas "Gubkin University, Moscow.

Решением Президиума ВАК Минобрнауки России НЭЖ "Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом" включен в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № ФС77-74299 от 09 ноября 2018 г.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Издательство "Губкинский университет"

Адрес редакции:

119991, Россия, г. Москва, Ленинский просп., д. 65, корп. 1.

Сайт: <https://www.gubkin.ru>

E-mail: com@gubkin.ru

Тел.: 8-499-507-91-18

Ведущий редактор – Ершова В.А.

Компьютерная верстка – Кобелькова Е.В.

Корректор – Шуликина Н.В.

Переводчик – Бисярина О.М.

Подписано в печать 12.02.19 г.

Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.

Офсетная печать. Усл. печ. л. 6,30.

Уч.-изд. л. 6,42. Тираж 1000 экз.

Цена договорная.

Индекс журнала

58506 – по каталогу Агентства "Роспечать",

13039, 29646 – по объединенному каталогу "Пресса России".

Печатно-множительная база:

Типография ООО "Полипресс"

115569, РФ, г. Москва, ул. Домодедовская, 4.

Авторы опубликованных материалов несут ответственность за соблюдение принципов научной этики и достоверность приведенных сведений.

© РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019.

При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.

Редакционный совет научно-технических журналов, издаваемых РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Абрамов Г.С. – д. э. н., к. т. н. ТК 024 "Метрологическое обеспечение добычи и учета углеводородов",

Близнюков В.Ю. – д. т. н., начальник управления технологической экспертизы Экспертно-аналитической группы ПАО "НК "Роснефть",

Богатырев А.Г. – д. т. н., профессор, зав. отделом ОАО "ВНИИОЭНГ",

Быков И.Ю. – д. т. н., профессор, зав. кафедрой Ухтинского государственного технического университета,

Валовский В.М. – д. т. н., профессор, советник дирекции Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ОАО "Татнефть" имени В.Д. Шашина по технике и технологии в разработке нефтяных месторождений,

Григорьев Л.И. – д. т. н., профессор, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Дмитриевский А.Н. – д. т. н., академик РАН, научный руководитель Института проблем нефти и газа РАН,

Ивановский В.Н. – д. т. н., профессор, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Захаров Е.В. – д. г.-м. н., зав. отделом ООО "Газпром ВНИИГАЗ",

Зубарева В.Д. – д. э. н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Зубченко А.В. – д. б. н., профессор, старший научный сотрудник ФГУП "Полярный научно-исследовательский институт морского рыбного хозяйства и океанографии имени Н.М. Книповича",

Карпов В.А. – д. т. н., зам. директора ФГБУН "Институт проблем экологии и эволюции имени А.Н. Северцова РАН",

Кершенбаум В.Я. – д. т. н., профессор, генеральный директор Национального института нефти и газа, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Кузнецов Ю.С. – д. т. н., профессор, зам. директора по научной работе НЦ НВМТ РАН, Лачков А.Г. – генеральный директор ОАО "ВНИИОЭНГ",

Мастепанов А.М. – д. э. н., руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности, зам. директора Института проблем нефти и газа РАН,

Оганов С.А. – д. т. н., профессор, зав. отделом ОАО "ВНИИОЭНГ",

Поляков В.Н. – д. т. н., профессор, главный научный сотрудник НИИ повышения нефтеотдачи пластов АН Республики Башкортостан,

Потапов А.Г. – д. т. н., профессор, зам. директора Центра разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин, ООО "Газпром ВНИИГАЗ",

Спиркин В.Г. – д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Слепян М.А. – д. э. н., к. т. н., генеральный директор ООО НПФ "Нефтеавтоматика",

Хисамов Р.С. – д. г.-м. н., главный геолог ОАО "Татнефть",

Шмаль Г.И. – к. э. н., президент Союза нефтегазопромышленников

DOI-prefix Издательства " Губкинский университет" НЭЖ "Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом"

Уважаемые коллеги, авторы и читатели!

**Сообщаем, что всем научным статьям, публикуемым в журнале, присваивается индекс DOI.
Он указан в начале статьи после ключевых слов.**

The Digital Object Identifier (DOI) — это цифровой идентификатор документа. Научные статьи регистрируются фирмой CrossRef. Практически все ведущие научные журналы мира сотрудничают с этой фирмой. Технология и индекс DOI с помощью базы CrossRef, в которой содержится несколько десятков миллионов материалов, позволяют обращаться к оригиналам научных статей, облегчают пользователям (читателям) поиск оригинала (первоисточника) научной публикации. Индекс DOI всегда остается неизменным, он "привязан" к URL научной работы. Благодаря индексу DOI увеличивается число цитирований опубликованных работ, поэтому желательнее публиковать статьи в журналах с этим кодом, что автоматически повышает индекс цитирования статей автора и индекс Хирша.

Пример присвоения DOI статье НЭЖ "Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом":

10.33285/1999-6942-2019-(номер журнала)-(номера страниц статьи)

Вниманию авторов!

При ссылке на статьи, которые имеют индекс doi, рекомендуется в списке литературы указывать этот индекс.

КОМПЛЕКСНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Ю.Г. Богаткина, Н.А. Еремин

(Институт проблем нефти и газа РАН),

В.Н. Лындин

(Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина)

В статье рассматривается методологический подход к комплексной технико-экономической оценке запасов месторождений в Ненецком автономном округе, что позволило принять решения о целесообразности разработки разведанных месторождений в этом регионе. Показано, что объем добычи нефти с использованием экспресс-метода зависит от затрат, цен и налогов. При получении технологической информации в динамике используются методы максимизации дохода. Внедренные экономические решения по оценке месторождений Ненецкого автономного округа обеспечивают надежный выбор оптимальных вариантов при одновременном снижении финансового риска инвестора.

Ключевые слова: нефтегазовый проект; экономическая оценка месторождений; многокритериальный анализ; проектные решения; методический подход.

DOI: 10.33285/1999-6942-2019-3(171)-15-20

COMPREHENSIVE ECONOMIC EVALUATION OF DEPOSITS OF THE NENETS AUTONOMOUS DISTRICT

Yu.G. Bogatkina, N.A. Eremin

(Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (IPNG RAS)),

V.N. Lyndin

(National University of Oil and Gas "Gubkin University")

The paper considers the methodological approach to the comprehensive technical-economic assessment of the deposits' reserves in the Nenets autonomous district. This made it possible to make economically sound decisions about the explored deposits of development in this region. It is shown that the amount of oil production when applying the express method depends on costs, prices and taxes. When receiving technological information in the dynamics, the methods of income maximization were used. The implemented economic decisions to assess the deposits of the Nenets autonomous district provide a reliable choice of optimal options while reducing the financial risk of the investor.

Keywords: oil and gas project; economic evaluation of deposits; multicriteria analysis; design solutions; methodical approach.

Ненецкий автономный округ – субъект Российской Федерации в составе Тюменской области. Он расположен на Крайнем Севере Западной Сибири, частично за Северным полярным кругом. Это нефтегазодобывающий район, в состав которого входят следующие разведанные месторождения: Сандивейское–3, Южно-Сандивейское, Янасоторское, Южно-Яносоторское, Шорсандивейское, Шорсандивейское–1, Шорсандивейское–2, Шорсандивейское–3, Западно-Шорсандивейское–1, Западно-Шорсандивейское–2, Западно-Шорсандивейское–3, Северо-Лыдушорское, Мусюршорское.

В 2015 г. была проведена их комплексная экономическая оценка по экспресс-методу и по динамической модели.

Для обоснования целесообразности ввода месторождений (залежей, пластов) в промышленное освоение и для проведения по ним гидродинамических расчетов по технологическим вариантам необходимо было определить величину предельно извлекаемых запасов на новую добывающую скважину по экспресс-методу [3, 6, 9, 10].

Для расчета показателя, выраженного в тоннах нефти, использовались укрупненные нормативы и нормы

капитальных, эксплуатационных затрат и цен в рамках действующего нефтегазодобывающего предприятия ООО "Северное Сияние" с учетом глубины скважины, предполагаемых проектных систем разработки, плотности сетки скважин и коэффициента эксплуатации. Затем полученные значения критерия (предельно допустимые запасы) сопоставлялись с добычей, которую дадут разведочные скважины на анализируемых месторождениях (пластах). На основании сопоставления можно сформулировать общее правило (концепцию) оценки добычи и запасов по экспресс-методу:

– если запасы нефти по скважине меньше обоснованных, экономически предельно допустимых, то освоение залежи (пласта) неэффективно (убыточно);

– если запасы нефти по скважине больше предельно допустимых, то промышленное освоение залежи (пласта) целесообразно и экономически (коммерчески) эффективно;

– если запасы нефти по скважине равны предельно допустимым, то это соответствует граничному условию освоения залежи (пласта), когда выручка от реализации нефти окупит затраты по скважине.

Величина удельных извлекаемых запасов нефти на 1 добывающую (разведочную) скважину выводится из следующей зависимости:

$$Q_{\text{пр}} = \frac{(H_{\text{кб}} + H_{\text{коб}} + H_{\text{кобнс}}) + H_{\text{пс}} \cdot T}{C_{\text{реал}} - (H_{\text{пр}} / (1 - \text{вср}) + H_{\text{эпто}})}, \quad (1)$$

где $H_{\text{кб}}$ – затраты на бурение добывающей скважины с учетом доли затрат в нагнетательную скважину (с коэффициентом 1,33), тыс. р./скв.;

$H_{\text{коб}}$ – удельная норма капитальных затрат в обустройство скважины и нефтепромысловое строительство, тыс. р./скв.;

$H_{\text{кобнс}}$ – удельная норма капитальных затрат в обустройство, не входящее в сметы строок, тыс. р./скв.;

$H_{\text{пс}}$ – удельная норма условно-постоянных эксплуатационных затрат, тыс. р./скв.;

$H_{\text{пр}}$ – удельная норма условно-переменных эксплуатационных затрат, р./т жидкости;

$H_{\text{эпто}}$ – удельная норма затрат на электроэнергию для подготовки, транспортировки нефти и общепромысловые нужды, р./т нефти;

вср – средняя обводненность продукции, доли ед.;

$C_{\text{реал}}$ – цена реализации нефти, р./т;

T – срок работы скважины.

Величина предельных запасов и добычи на 1 скважину рассчитывалась с учетом возможного изменения глубины бурения скважины.

Отметим, что для практического применения наиболее удобной является величина начального предельно допустимого дебита новой скважины, которая рассчитывается на базе предельно допустимых запасов, сопоставляется с дебитом, полученным после опробования скважины, и соответствует вышеизложенной концепции экономической оценки.

Формула величины предельно допустимого дебита новой скважины ($q_{\text{сmin}}$) имеет следующий вид:

$$q_{\text{сmin}} = Q_{\text{пр}} / (n \cdot K_3 \cdot T), \quad (2)$$

где n – число суток в году;

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.

На базе максимально допустимых запасов и добычи была определена минимальная величина эффективной нефтенасыщенной толщины пласта в пределах внешнего контура нефтеносности. При этом необходимо было предельно допустимые запасы, обоснованные выше, разделить на величину технологических запасов, приходящихся на 1 м толщины пласта, что дает возможность сопоставить их с аналогичным технологическим параметром и применить оценочную концепцию.

Предельно допустимая толщина пласта ($h_{\text{мин}}$) рассчитывалась по следующей формуле:

$$h_{\text{мин}} = Q_{\text{пр}} / Q_{\text{уд}}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{уд}}$ – удельные (на 1 м толщины пласта) технологические запасы (отборы) нефти на 1 скв., тыс. т.

Путем сопоставления рассчитанных экономических критериев с аналогичными технологическими параметрами было сделано экспертное заключение в соответствии с изложенной выше концепцией. Результаты расчетов и экспертные заключения по оценке запасов с применением экспресс-метода представлены в итоговой табл. 1. При получении более полной технико-экономической информации в динамике по годам разработки вышеотмеченных месторождений была применена динамическая модель [1, 3]. Результаты комплексной экономической оценки вариантов по динамическим моделям представлены в табл. 2–5.

Из показателей табл. 1, 2 следует, что освоение таких новых месторождений, как Сандивейское–3, Южно-Сандивейское, Западно-Шорсандивейское–1, Шорсандивейское и Мусюршорское, является экономически эффективным при принятых технико-экономических решениях с учетом модели действующего налогообложения. Оценка Южно-Янасшорского, Шорсандивейского–1, Шорсандивейского–2, Западно-Шорсандивейского–2 месторождений показала, что эти месторождения находятся на грани экономической эффективности (по критерию ЧДД), что требует для них снижения налоговой нагрузки.

С этой целью в качестве эксперимента к этим месторождениям был применен режим СРП (способа раздела продукции), который показал экономическую эффективность указанных месторождений при условии перераспределения инвестиционных потоков в пользу инвестора (см. табл. 3) [2–10].

Необходимо отметить, что расчеты по модели российского СРП проводились при 70 % компенсации и распределении прибыльной продукции между государством и инвестором – 50 %/50 %. Модель индонезийского СРП предусматривает компенсацию затрат в размере 80 %, а доля прибыльной продукции инвестора составляет 29 %. Модель нигерийского СРП предусматривает 40 % компенсации затрат и 45 % прибыльной продукции инвестора. Модель иракского СРП предусматривает 70 % компенсации капитальных вложений и необходимых налогов при доле прибыльной продукции инвестора 50 %. Отметим, что в последнем случае компенсация текущих расходов осуществляется за счет прибыльной продукции государства. При этом во всех перечисленных моделях ставка налога на прибыль была принята в размере 20 % (см. табл. 4). Результаты расчетов показывают, что наиболее эффективной является модель иракского СРП, однако в России пока не созданы экономические условия для реализации этого механизма. Модели индонезийского и нигерийского СРП наиболее приближены к условиям российского раздела продукции, однако они дают меньшую финансовую выгоду, чем СРП России.

Исследования также показали, что Янасшорское, Западно-Шорсандивейское–3, Шорсандивейское–3 и Северо-Лыдушорское месторождения при всех условиях налогообложения являются экономически неэффективными.

Основные геолого-технологические и предельно допустимые экономические показатели разработки на 1 добывающую скважину (при реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках)

Месторождение, пласт	Геолого-технологические показатели				Экономические показатели		
	запасы за нормативный срок, тыс. т/скв.	начальный дебит новой скважины, т/сут	нефтена-сыщенная толщина, м	технологический отбор нефти на 1 м толщины пласта, тыс. т/м	предельно допустимые запасы (отборы) на скважину, тыс. т	предельно допустимый начальный дебит скважины, т/сут	предельно допустимая толщина пласта, м
1	2	3	4	5	6	7	8
Сандивейское-3							
O ₃ – неэффективно	10,93	20	3,15	3,47	15,9	3,07	4,6
S ₁ – эффективно	122,25	40	4,41	27,72	15,8	3	0,5
D _{3fev-ev} – эффективно	90,6	38,5	7,17	5,96	15,3	2,9	2,5
C _{1v} – эффективно	97,27	40	4,41	24,31	13,67	2,62	0,6
P _{1a+s} – C ₃ – эффективно	15,93	32	1,05	15,17	13,2	2,5	0,9
Южно-Янашорское							
O ₃ – эффективно	36,41	20	5,25	6,94	19,4	3,67	2,7
S ₁ – неэффективно	10,33	40	1,05	9,84	18,7	3,6	1,9
D _{3fev-ev} – эффективно	18	40	1,05	17,14	17,8	3,4	1,02
C ₁ – эффективно	77	30,4	5,25	14,66	14,7	2,8	1
P _{1a+s} – C ₃ – эффективно	77,84	30,2	2,52	30,88	13,8	2,6	0,4
Южно-Сандивейское							
O ₃ – эффективно	25,76	20	7,35	3,5	15,9	3,07	4,5
P _{1a+s} – C ₃ – эффективно	80,16	32	4,62	17,35	13,2	2,5	0,8
Западно-Шорсандивейское-1							
D _{3fev} – эффективно	107,66	40	5,45	9,55	17,8	3,4	1,9
Северо-Лыдушорское							
S ₁ – неэффективно	47,75	40	2,52	18,95	116,31	26,6	16
D _{3fev-ev} – неэффективно	18,4	40	2,52	7,3	20,75	4,7	2,8
Янашорское							
O ₃ – неэффективно	0,78	20	1,47	0,53	19,4	3,67	36
S ₁ – эффективно	56,75	40	3,57	15,89	18,7	3,59	1,2
Шорсандивейское-1							
D _{3fm} – эффективно	91,2	39	6,3	14,47	17,8	3,4	1,23
Шорсандивейское-2							
D _{3fev-ev} – эффективно	82,95	39	9,17	9,04	17,8	3,4	1,9
Шорсандивейское-3							
D _{3fm} – неэффективно	2,31	39	0,63	3,66	17,8	3,4	4,8
P _{1a+s} – C ₃ – эффективно	71,18	32	2,31	30,81	13,8	2,6	0,44
Западно-Шорсандивейское-2							
D _{3fev-ev} – эффективно	115,75	40	9,87	11,73	17,8	3,4	1,5
Западно-Шорсандивейское-3							
O ₃ – неэффективно	3,6	20	1,05	3,43	19,1	3,6	55
S ₁ – неэффективно	3,24	40	1,05	3,08	18,7	3,59	6,1
D _{3fev-ev} – эффективно	70	40	7,02	9,97	17,8	3,4	1,8
P _{1a+s} – C ₃ – эффективно	70,9	32	2,52	28,14	13,8	2,7	0,5
Мусюшорское							
D _{3fm} – эффективно	152,19	48,22	12,78	11,9	17,21	3,3	1,4
P _{1a+s} – C ₃ – эффективно	72,24	43,91	9,28	7,78	14,92	2,8	1,9
Шорсандивейское							
S ₁ – эффективно	77,2	30	5,17	14,93	18,69	3,6	1,25

Отдельно отметим технико-экономическую оценку Мусюршорского месторождения, так как из всех указанных месторождений его разработка началась несколько раньше (см. табл. 5).

Комплексная экономическая оценка вариантов разработки промышленного освоения запасов Мусюршорского месторождения с выбором целесообразного варианта разработки проведена по адаптированной к рыночным условиям методике и модели с учетом действующих законодательных актов РФ и основных международных положений.

В соответствии с техническим заданием на проектирование Мусюршорского месторождения были рассчитаны 3 технологических варианта с определением очередности ввода их в разработку (см. табл. 5). Вариант 1 – базовый вариант. В соответствии с данным вариантом предполагалась разработка залежи на естественном водонапорном режиме. Разработка залежей должна была осуществляться 8 добывающими скважинами. На месторождении также пробурены 3 резервные скважины. Вариант 2 – разработка месторождения предполагалась с применением приконтурного заводнения. Всего фонд скважин составил 17 штук, включая 5 нагнетательных скважин и 3 резервные. Вариант 3 – разработка месторождения предполагалась с

применением приконтурного заводнения. Фонд скважин в соответствии с данным вариантом составляет 84 штуки, включая 19 резервных, в том числе 21 нагнетательную скважину и 63 добывающие вертикальные скважины.

Предлагаемые варианты разработки Мусюршорского месторождения основаны на утвержденных и предъявленных к конкурсу запасах нефти.

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения определялась при реализации продукции нефти – 60 % на внутреннем рынке и 40 % – на внешнем по устойчивым ценам – соответственно 36 и 75 дол./барр. за лицензионный период оценки проекта.

Расчет критериев эффективности вариантов разработки проводился с учетом коэффициентов дисконтирования, принятых на уровне 0,10 доли ед.

В составе капитальных вложений были учтены затраты на бурение новых скважин и их обустройство. Проектом предусматривалось бурение вертикальных и горизонтальных добывающих скважин. Затраты на бурение определены исходя из следующих нормативов: стоимость бурения добывающей и резервной скважины 70217 тыс. р., стоимость бурения нагнетательной скважины 44360 тыс. р.

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели разработки по месторождениям, обоснованные по технологии с учетом действующего налогообложения

Наименование затрат	Месторождения											
	Сандивейское-3	Южно-Сандивейское	Янашорское	Южно-Янашорское	Шорсандивейское	Шорсандивейское-1	Шорсандивейское-2	Шорсандивейское-3	Западно-Шорсандивейское-1	Западно-Шорсандивейское-а2	Западно-Шорсандивейское-3	Северо-Лыдушорское
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Фонд скважин:												
– добывающих	22	7	3	20	14	4	5	3	4	3	8	5
– нагнетательных					2							
Извлекаемые запасы (накопленная добыча), тыс. т	1783	594	130	1154	1121	279	358	77	376	235	366	160
Срок разработки по технологии, лет	30	30	11	24	17	15	15	14	20	18	20	9
КИН, доли ед.	0,30	0,31	0,34	0,29	0,30	0,31	0,323	0,45	0,30	0,30	0,37	0,36
Обводненность, %	97,80	97,00	94,00	97,00	91,30	95,70	94,00	93,00	98,00	90,30	95,30	71,20
Капвложения, млн р.	2125	710	538	3596	2684	718	898	538	718	538	1437	642
Эксплуатационные расходы, млн р.	6890	2380	702	5853	4706	1303	1631	715	1585	1078	2199	647
Суммарная выручка, млн р.	20217	6709	1486	13069	12620	3163	4057	874	4269	2662	4138	1597
Поток наличности (CF), млн р.	4166	1322	-74	1280	2180	423	573	-281	787	411	79	-129
ЧДД (E = 10 %), млн р.	1583	299	-156	-59	312	44	99	-324	188	56	-305	-154
IRR, %	39	21	0,00	9,2	13,4	11,6	13,4	0,00	16,70	12,8	1,2	0,00
Срок окупаемости, лет	5	8	11	16	8	7	7	14	6	8	20	9
Себестоимость, р./т	3865	4014	5383	5070	4195	4668	4553	9238	4206	4586	6013	4035
Доход государства, млн р.	10341	3487	945	7766	6748	1810	2295	818	2274	1497	2749	894

Эксплуатационные расходы рассчитывались по вариантам в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями разработки.

Налоговая система принималась с учетом требований Налогового кодекса РФ.

Информационно-логическая система (ИЛС) "Граф" показала, что вариант 3 экономически неэффективен. Из трех представленных вариантов при принятых ценах наиболее экономически эффективным является ва-

Таблица 3

Основные технико-экономические показатели разработки по месторождениям, обоснованные по технологии с учетом режима СРП

Наименование затрат	Месторождения			
	Южно-Янское	Шоранлийское-1	Шоранлийское-2	Западно-Шоранлийское-2
1	2	3	4	5
Срок разработки, лет	24	15	15	18
Режим российского СРП				
Поток наличности (CF), млн р.	1950	512	680	486
ЧДД (E = 10 %), млн р.	489	177	254	169
IRR, %	19,2	20	21,8	22,4
Срок окупаемости, лет	6	4	3	4
Себестоимость, р./т	4286	3562	3480	3313
Доход государства млн р.	6165	1617	2094	1370
Режим индонезийского СРП				
Поток наличности (CF), млн р.	1007	248	338	254
ЧДД (E = 10 %), млн р.	125	36	63	56
IRR, %	13	12,6	13,6	15
Срок окупаемости, лет	6	4	4	4
Себестоимость, р./т	4286	3562	3480	3313
Доход государства, млн р.	5848	1534	1984	1297
Режим нигерийского СРП				
Поток наличности (CF), млн р.	1572	479	638	448
ЧДД (E = 10 %), млн р.	180	111	174	110
IRR, %	12,9	15,3	16,7	16,5
Срок окупаемости, лет	7	5	5	5
Себестоимость, р./т	4286	3562	3480	3313
Доход государства, млн р.	6361	1617	2093	1378
Режим иракского СРП				
Поток наличности (CF), млн р.	2285	575	745	531
ЧДД (E = 10 %), млн р.	620	212	294	195
IRR, %	21,5	22,2	23,8	24,4
Срок окупаемости, лет	5	4	3	4
Себестоимость, р./т	3644	3106	3032	2833
Доход государства, млн р.	5762	1554	2013	1314

риант 2. При этом величина накопленного чистого дисконтированного дохода по варианту 2 является положительной и равна 926396 тыс. р., IRR = 22 %, индекс доходности 1,44, срок окупаемости равен 7 годам.

Таким образом, комплексное использование критериев оценки в конкретном проектировании позволяет принимать экономически обоснованные решения о целесообразности освоения разведанных залежей Ненецкого автономного округа, уменьшая тем самым проектный риск. При этом величина извлекаемых запасов и добыча нефти по скважине являются функцией затрат, цен, налогов, позволяющих максимизировать доход при современной технике и технологии разработки. Выполненные экономические решения по оценке месторождений Ненецкого автономного округа способствуют повышению качества прогнозируемых показателей и надежности рекомендаций при составлении инвестиционных проектов, а также обеспечивают на-

Таблица 4

Сравнительные величины режимов СРП

Модель. Страна	Компенсация, %	Прибыль		Налог на прибыль, %
		государства, %	инвестора, %	
Россия	70	50	50	20
Индонезия	80	80	20	20
Нигерия	40	55	45	20
Ирак	70	50	50	20

Таблица 5

Основные экономические показатели вариантов разработки Мусюршорского месторождения

Показатели	Вариант 1 (базовый)	Вариант 2 (рекомендуемый)	Вариант 3
Фонд скважин:			
– добывающих	11	17	84
– нагнетательных		5	21
Извлекаемые запасы (накопленная добыча), тыс. т	1407	2392	2207
Лицензионный срок разработки, годы	22	22	22
КИН, %	20	40	30
Обводненность, %	44	84	70
Капвложения, млн р.	2342	2819	18566
Эксплуатационные расходы, млн р.	6838	9862	25439
Суммарная выручка, млн р.	14852	25266	23313
Поток наличности (CF), млн р.	673	3173	-17434
ЧДД (E = 10 %), млн р.	80	926	-8916
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	12	22	0
Срок окупаемости, лет	7	7	Не окуп.
Себестоимость, р./т	4861	4401	12000
Доход государства, млн р.	9908	16514	15433

дежный выбор оптимальных вариантов, снижая при этом проектно-финансовый риск инвестора.

Статья выполнена в рамках Программы государственных академий наук на 2013–2020 гг. Раздел 9 "Науки о Земле"; направление фундаментальных исследований 132 "Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья", проект "Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (0139-2018-0006)".

ЛИТЕРАТУРА

1. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Принципы и методы комплексной экономической оценки вариантов разработки и нефтеотдачи нефтяных и нефтегазовых месторождений // *Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: сборник статей.* – М.: Геос, 2002. – Вып. 2. – С. 351–358.
2. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Альтернативный подход к экономической оценке трудноизвлекаемых запасов при проектировании разработки месторождений // *Нефт. хоз-во.* – 2005. – № 10. – С. 18–21.
3. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. – М.: Наука, 2006. – 134 с.
4. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Совершенствование системы налогообложения в инвестиционных проектах разработки нефтяных месторождений // *Нефт. хоз-во.* – 2008. – № 4. – С. 22–25.
5. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Особенности экономической оценки нефтяных месторождений Ближнего Востока // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 9. – С. 15–18.
6. Пономарева И.А., Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений. – М.: Наука, 2010. – 112 с.
7. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин А.Н. Экономическая методика и модель оценки вариантов при проектировании разработки Мусюршорского месторождения // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 10. – С. 31–35.
8. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Модели налогообложения ряда нефтегазодобывающих стран на условиях СРП // *Нефт. хоз-во.* – 2012. – № 9. – С. 48–51.

9. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов: монография. – М.: Макс Пресс, 2016. – 148 с.
10. Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Лындин В.Н. Проблемы технико-экономической оценки нефтегазовых месторождений // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 2. – С. 16–20.

LITERATURA

1. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G. Printsipy i metody kompleksnoy ekonomicheskoy otsenki variantov razrabotki i nefteotdachi neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy // *Fundamental'nyy bazis novykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti: sbornik statey.* – М.: Geos, 2002. – Вып. 2. – С. 351–358.
2. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G. Al'ternativnyy podkhod k ekonomicheskoy otsenke trudnoizvlekayemykh zapasov pri proyektirovani razrabotki mestorozhdeniy // *Neft. khoz-vo.* – 2005. – № 10. – С. 18–21.
3. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G., Eremin N.A. Kompleksnaya ekonomicheskaya otsenka mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya v investitsionnykh proyektakh. – М.: Nauka, 2006. – 134 s.
4. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G. Sovershenstvovaniye sistemy nalogooblozheniya v investitsionnykh proyektakh razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy // *Neft. khoz-vo.* – 2008. – № 4. – С. 22–25.
5. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G. Osobennosti ekonomicheskoy otsenki neftyanykh mestorozhdeniy Blizhnego Vostoka // *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 9. – С. 15–18.
6. Ponomareva I.A., Eremin N.A., Bogatkina Yu.G. Ekonomiko-metodicheskoye modelirovaniye razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy. – М.: Nauka, 2010. – 112 s.
7. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G., Eremin A.N. Ekonomicheskaya metodika i model' otsenki variantov pri proyektirovani razrabotki Musyurshorskogo mestorozhdeniya // *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 10. – С. 31–35.
8. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G. Modeli nalogooblozheniya ryada neftegazodobyvayushchikh stran na usloviyakh SRP // *Neft. khoz-vo.* – 2012. – № 9. – С. 48–51.
9. Bogatkina Yu.G., Ponomareva I.A., Eremin N.A. Primeneniye informatsionnykh tekhnologiy dlya ekonomicheskoy otsenki neftegazovykh investitsionnykh proyektov: monografiya. – М.: Maks Press, 2016. – 148 s.
10. Bogatkina Yu.G., Eremin N.A., Lyndin V.N. Problemy tekhniko-ekonomicheskoy otsenki neftegazovykh mestorozhdeniy // *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 2. – С. 16–20.

Юлия Геннадьевна Богаткина, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник "Аналитического центра научно-технического прогнозирования нефтегазовой отрасли",

Николай Александрович Еремин, д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник "Аналитического центра научно-технического прогнозирования нефтегазовой отрасли"

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
119333, Россия, г. Москва, ул. Губкина, 3.
E-mail: ubgt@mail.ru; ermn@mail.ru;

Виктор Николаевич Лындин, канд. экон. наук, доцент кафедры экономики нефтяной и газовой промышленности

Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
119991, Россия, г. Москва, Ленинский просп., 65.

Yulia Gennadievna Bogatkina, Cand. of economic sci., Chief researcher of the "Analytical Center of Scientific-Technical Forecast of Oil and Gas Industry",

Nikolay Alexandrovich Eremin, Dr. of economic sci., chief researcher of the "Analytical Center of Scientific-Technical Forecast of Oil and Gas Industry"

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (IPNG RAS)
3, Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation.
E-mail: ubgt@mail.ru; ermn@mail.ru;

Viktor Nikolaevich Lyndin, Cand. of economic sci., assistant professor of the "Economics of Oil and Gas Industry" Department

National University of Oil and Gas "Gubkin University"
65, Leninsky prosp., Moscow, 119991, Russian Federation.