

Совершенствование методики процесса подготовки инвестиционных проектов для лицензионных участков: анализ подходов и новые решения

Проваторова Е.А., Тропина И.А.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

ea_provatorova@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Проведено исследование процесса подготовки инвестиционного проекта на проектирование лицензионного участка на основе стандартного подхода. Результатом выполненной работы является оценка и детальный анализ применяемых в отечественной и мировой практике подходов к проектированию инвестиционных меморандумов, выделены недостатки традиционного алгоритма, предложены дополнительные инструменты для усовершенствования подхода, которые вносят более высокую точность и снижают риски, проведена апробация нового подхода на новом месторождении, находящемся в арктической зоне Российской Федерации и отличающимся сложным строением.

Материалы и методы

Опыт отечественных и зарубежных компаний проектирования инвестиционных проектов на нефтяное месторождение, оценка геологического риска месторождения, разработка нового подхода для оценки изученности месторождения в целом, уточнение подхода для расчета профиля добычи месторождения.

Ключевые слова

инвестиционный меморандум, прогнозирование добычи, риск, проектирование месторождения

Для цитирования

Проваторова Е.А., Тропина И.А. Совершенствование методики процесса подготовки инвестиционных проектов для лицензионных участков: анализ подходов и новые решения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 125–129. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-125-129

Поступила в редакцию: 24.07.2026

ECONOMICS AND MANAGEMENT

UDC 622.276 | Original Paper

Improving the methodology for preparing investment projects for licensed areas: analysis of approaches and new solutions

Provatorova E.A., Tropina I.A.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

ea_provatorova@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Research was carried out on the preparation of an investment memorandum for the design of a licensed site based on the approach applied in the company. The result of the work carried out is an evaluation and detailed analysis of the approaches applied in domestic and global practice to the design of investment memorandums, highlighting the shortcomings of traditional algorithms, proposing additional tools for improving the approach, which bring higher accuracy and reduce risks, the testing of a new approach has been carried out on a new deposit located in the Arctic zone of the Russian Federation and characterized by complex structure.

Materials and methods

Experience of domestic and foreign companies in the design of investment projects for an oil field, assessment of geological risk of the deposit, development of a new approach to assess the study of the deposit as a whole, clarification of the approach to calculate the profile of the extraction of the deposit.

Keywords

investment memorandum, production projecting, risk, location projecting

For citation

Provatorova E.A., Tropina I.A. Improving the methodology for preparing investment projects for licensed areas: analysis of approaches and new solutions. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 125–129. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-125-129

Received: 24.07.2026

Одной из важнейших целей нефтегазовых проектов является достижение их максимальной экономической эффективности. Разрабатываемое месторождение должно быть рентабельно, по этой причине при покупке лицензионного участка учитывают всю имеющуюся и перспективную информацию. Для этих целей составляется инвестиционный меморандум (ИМ), в котором демонстрируется перспективность вложения средств, основанная на результатах расчетов технологических

показателей разработки участка и добычи углеводородного сырья [1].

Представляемая информация в ИМ должна быть максимально объективной, точной и подтверждаемой [2], чтобы избежать завышенного или наоборот заниженного риска. Однако на данный момент большинство инвестиционных меморандумов основано на усредненной оценке, которая вносит значительный риск в реализацию проекта и ставит под сомнение его рентабельность, что приводит к задержкам

в реализации нефтегазовых проектов и превышению бюджета, которые, по последним данным зарубежных экспертов, могут составлять до 60 % и 38 % соответственно [3].

Стандартный подход к проектированию ИМ содержит несколько ключевых этапов:

1. Обоснование геолого-физических параметров залежи за счет подбора месторождений аналогов (однородные отложения, близкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)

- и физико-химические свойства (ФХС));
- 2. Обоснование варианта разработки, размещение и кустование проектного фонда;
- 3. Обоснование запусковых дебитов скважин, формирование рейтинга бурения, графика бурения;
- 4. Обоснование темпов падения;
- 5. Обоснование характеристик вытеснения;
- 6. Расчет технологических показателей разработки;
- 7. Технико-экономическая оценка показателей разработки [1].

Тем не менее при работе с данным алгоритмом были определены сложности, которые приводят к быстрому устареванию итогового документа: применение оценки показателей с усредненными параметрами, отсутствие детализации в части технологий и разработки. По этой причине было принято решение о поиске способов для усовершенствования методики.

В работе В.А. Орлова и Р.А. Ошмари-на с соавторами [4] авторы делают акцент на том, что крупные нефтегазовые проекты геологоразведочных работ (ГРП) обладают высокой неопределённостью, а это в свою очередь ведет к большим инвестиционным затратам, что снижает привлекательность проекта. Исходя из этого предлагается усовершенствовать подход к составлению и обоснованию программы геологоразведочных работ таким образом, чтобы ускорить сами работы и снизить неопределённость.

Во многих работах заметен интерес к усовершенствованию подхода оценки рисков нефтегазовых проектов. Например, в работе А.М. Сазонова [5] предлагается ряд требований, которые помогли бы существенно снизить риски при проектировании нефтегазовых проектов, что, в свою очередь, повышает инвестиционную привлекательность проекта. Об этом же рассуждают в работе А.А. Толстоногова и И.К. Кифоренко [6], в которой авторы выделяют целый список рисков, с которыми можно столкнуться в процессе разработки месторождения. Например, на этапе поисково-разведочных работ возникают риски по причине того, что все простые структуры залегающих флюидов уже давно разведаны, остались только сложные трудноизвлекаемые запасы, которые сложнее выявить и, соответственно, разрабатывать. Также существуют инфраструктурные риски, которые связаны с поломкой оборудования, некачественным обслуживанием, различными осложнениями в процессе эксплуатации. Авторы также выделяют риски, связанные с экономическими факторами, такими как инфляция и падение цен на нефть. В целом, нефтегазодобывающие компании сталкиваются с большим количеством рисков, и не всегда получается их вовремя учесть и не допустить.

Середкина В.А. в своей работе [7] подмечает проблему срыва сроков производства и превышения бюджета. Это довольно распространенная проблема, связанная со слишком оптимистичными расчетами и прогнозированием разработки месторождений, также автор выделяет в качестве причины недостаточно эффективное управление проектами — слишком оптимистичная оценка бюджета, технологий и рисков.

На основе анализа различных источников информации, определен основной перечень проблем:

- риски на поисково-разведочном этапе, связанные с увеличением числа трудноизвлекаемых запасов и с усложнением поиска залежей в целом;

- высокая степень геологической неопределённости, связанная с низкой изученностью;
- инфраструктурные риски, которые связывают с различными поломками и осложнениями в процессе бурения и эксплуатации;
- усреднённое прогнозирование добычи, которое ведет к слишком оптимистичным оценкам бюджета и срокам разработки;
- экономические риски, связанные с инфляцией и падением цен на нефть.

Все описанные выше риски являются причиной слишком оптимистичной и неточной оценки проекта, что в процессе разработки может привести к срыву сроков разработки и серьезному превышению бюджета, что многократно снижает рентабельность проекта.

Опираясь на вышеизложенную проблематику, необходимо сформировать подходы, которые позволят сократить риски и сделать проект более реалистичным.

Наибольшая группа рисков — неопределенности геологоразведочных работ и низкая изученность месторождения, именно эта группа вносит наибольшую неточность в итоговый проект.

Исходя из особенностей разработки на этапе геологоразведочных работ [8–12], можно выделить основные категории, влияющие на геологический риск. Например, существование породы-коллектора и ловушки УВ, ее заполнение, сохранность залежи УВ, качество сейсмических работ или гидродинамических исследований скважин, достоверность проведенных испытаний скважин в рамках поисково-разведочного бурения и т. д. На данный момент четкий подход к оценке рисков отсутствует, и в целом данная оценка является достаточно субъективной и исходит из конкретных особенностей месторождения. Для примера можно привести работу [12], в которой выделены две основные группы для оценивания: изученность участка и достоверность проведенного поисково-разведочного этапа, в каждой группе выделены необходимые критерии, по которым производится оценка. Сам подход заключается в численной оценке каждого критерия по выделенным параметрам. Итогом оценки является итоговый коэффициент — $R_{\text{общ}}$, он получается перемножением полученных численных значений каждого критерия. По полученному значению $R_{\text{общ}}$ присуждается ранг лицензионного участка, определяемый по следующим значениям:

1. $R_{\text{общ}} > 0,500$ — отличная изученность участка, минимальные геологические риски при реализации проекта;
2. $R_{\text{общ}} \in [0,490; 0,100]$ — средняя изученность, необходим контроль и дополнительные работы;
3. $R_{\text{общ}} < 0,099$ — недостаточная изученность, необходимы дополнительные исследования.

Границы критериев для оценки коэффициента $R_{\text{общ}}$ определены экспертно на базе выполненного тестирования выборки десяти лицензионных участков разной изученности. Граничные значения выше полученных как средние значения протестированных участков.

Итоговый коэффициент показывает степень изученности и качество полученных данных. Этот подход и будет использоваться в дальнейшем.

Стандартно аналитические расчеты для прогнозирования профиля добычи проводятся на «среднюю скважину», что обычно

вносит большую нереалистичность в итоговый результат, так как на практике не бывает запуска скважин с абсолютно одинаковыми запусковыми показателями — запусковыми дебитами жидкости и нефти и стартовой обводненностью. Нереалистичность рассчитанных данных заметна при сопоставлении расчетных данных с фактическими, полученными в результате поисково-разведочного бурения (ПРБ), что приводит к рискам невыполнения планов разработки. Необходимо тщательно подходить к расчету профиля добычи, учитывая особенности геологического строения пласта, возможность реализации ОПР, дифференциацию нефтенасыщенных толщин по рентабельности.

Также стоит обратить внимание на график бурения скважин. Аналогично профилю добычи, график бурения скважин обычно рассчитывается по средним показателям, без учета дополнительных рисков, таких как погодные условия, паводки и т. д. По этой причине часто возникают задержки в производстве, что приводит к большим финансовым потерям. Поэтому рекомендуется уточнить процесс планирования графика бурения, учитывая при этом такие условия как:

- коммерческие скорости бурения по годам;
- коэффициенты сезонности;
- сроки освоения скважин;
- порядок освоения скважин для каждого куста;
- затраты времени на проведение исследований.

Данные рекомендации применялись при оценке нового месторождения, которое находится в арктической зоне РФ.

Месторождение относится к району Крайнего Севера, находится за полярным кругом в труднодоступном районе, объекты подготовки и транспорта нефти, газа и конденсата отсутствуют, геологическое строение сложное. Изначальная доля общего риска проекта оценивается в 0,69 долей ед.

Для начала необходимо оценить изученность участка, для этого будет использован алгоритм, описанный в работе [12]. Краткая схема используемых критериев представлена на рисунке 1.

Применяя оценку, подробно описанную в работе [12], к исследуемому месторождению можно отметить, что оно относится к 3-му рангу — низкая изученность (табл. 1). В первую очередь это связано с довольно низкой достоверностью испытаний скважин, так как некоторые поисково-разведочные скважины были подвержены гидратообразованию и поломке. Исходя из этой оценки, для уменьшения рисков в процессе разработки рекомендуется усилить программу доизучения в части поисково-разведочного бурения. На данный момент запланировано бурение двух разведочных скважин с выносом керна, забором для лабораторных исследований и проведением испытаний.

Итоговый критерий определяется по формуле:

$$P_{\text{общ}} = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4 \times P_5 \times P_{6-1} \times P_{6-2},$$

где P_1 — значение коэффициента, показывающего долю разведанных запасов категории C_1 на месторождении; P_2 — значение коэффициента, показывающего качество проведенных сейсморазведочных работ (СРР); P_3 — значение коэффициента, характеризующего тип ловушки; P_4 — значение коэффициента, показывающего средневзвешенную

вероятность геологического успеха в рамках лицензионного участка по нефти или газу, этот коэффициент рекомендован методическими указаниями Компании при составлении ранжирования участков геологоразведочных работ (ГРП); P_5 — значение коэффициента, показывающего характер насыщения и его подтверждение. Этот критерий можно реверсировать в зависимости от того, на какое насыщение ориентирован недропользователь — нефть или газ; $P_{6,1}$ — значение коэффициента, показывающего качество и достоверность проведенных испытаний в процессе поисково-разведочного бурения (группа ПРБ); $P_{6,2}$ — значение коэффициента, показывающего качество и достоверность проведенных исследований в процессе поисково-разведочного бурения (группа Исследования).

Каждый из описанных выше коэффициентов обладает равным «весом», и дополнительная нормировка не требуется. Данный подход максимально подробно описан в работе [12].

Как было сказано выше, подход к расчету профиля добычи для каждого месторождения должен быть индивидуален на основе геологических и технологических особенностей участка. Рассматриваемое месторождение отличается высокой расчлененностью пластов и наличием водонасыщенных зон. Поэтому стандартный подход (на основе усредненных показателей) к аналитической оценке профиля добычи не совсем корректен — это заметно при сравнении фактических данных с расчетными — разница составляет практически в два раза, что показано в таблице 2.

Предполагается, что такая большая разница фактических данных с расчетными связана с более сложным геологическим строением пласта, чем оценивалось ранее. Из-за очень низких ФЕС коллектора затруднено выделение эффективных нефтенасыщенных толщин, также после петрофизического и ядерного анализа было установлено наличие субколлекторов, содержащих преимущественно связанную воду [13]. Таким образом, предполагается чередование водо- и нефтенасыщенных толщин. Ввиду разработки месторождения с применением ГРП, необходимо учесть риски подключения водонасыщенных пропластков, для этого при оценке стартовых дебитов нефти и жидкости предлагается учитывать и водонасыщенные толщины (рис. 2). Для этого для одной скважины расчет проводится дважды: первый раз рассчитывается только нефтяная толщина, во второй — только водонасыщенная в тех же эффективных толщинах. Далее дебит жидкости получается сложением двух расчетов. Такой подход позволяет получить наиболее приближенное к фактическому значение дебита жидкости (табл. 3).

Выше были выделены недостатки графика бурения. Для решения этих проблем нами совместно с коллегами было разработано специальное автоматизированное ПО под названием «График бурения». Целью данного программного продукта является оперативное определение оптимальных и наиболее точных сроков бурения, освоения и вводы в добычу скважин.

Расчет учитывает: количество буровых установок и время, затраченное на переезд между кустовыми площадками

(КП), очередность разбуривания КП и скважин с учетом их приоритета/ранжирования. Например, в связи с особенностями монтажа бурение первой скважины на КП длится дольше на 2,5 суток, а последней — дольше на 3 суток. Также учтены коммерческие скорости бурения по годам и сезонность бурения скважин с помощью коэффициентов (зима — 0,9 д. ед., лето — 1,1 д. ед.), учитывается время на проведение ГРП, бурение МЗС и пилотных стволов, время на забор керна и проведение безметражных работ и т.п. Информация по коммерческим скоростям и срокам безметражных работ часто актуализируется в зависимости от условий территории и технических возможностей. Данное ПО позволяет использовать его при оперативных вариативных расчетах профиля добычи, при этом точность расчета не падает.

Такой подход позволил более реалистично оценивать сроки бурения скважин с учетом возможных осложнений и особенностей месторождения, что, в свою очередь, внесло больше корректности в инвестиционный проект.

Таким образом, описан новый подход, позволяющий более реалистично оценить инвестиционный проект, состоящий из нескольких критериев и подходов (рис. 3):

1. Оценка изученности участка, которая позволяет учитывать геологические риски;
2. Уточнение расчета профиля добычи месторождения;
3. Уточнение подхода проектирования графика бурения скважин.

Табл. 1. Итоговые значения примененной методики
Tab. 1. The final values of the applied methodology

Лицензионный участок	Изученность объекта					Достоверность испытаний		$P_{общ}$
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	$P_{6,1}$ Группа ПРБ	$P_{6,2}$ Группа Исследования	
Участок	1	1	0.636	0.332	1	0.603	0.700	0.089

*разбиение критериев на группы ПРБ и Исследования показано на рисунке 1

Табл. 2. Сравнение фактических данных, полученных с разведочной скважины, с расчетными
Tab. 2. Comparison of the actual data obtained from the exploration well with the calculated ones

Пласт	Версия	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %
Про-пласток 1	Факт	452,1	51,0
	Расчет	277,2	34,2



Рис. 1. Блок-схема критериев ранжирования объектов по изученности
Fig. 1. A block diagram of the criteria for ranking objects by study

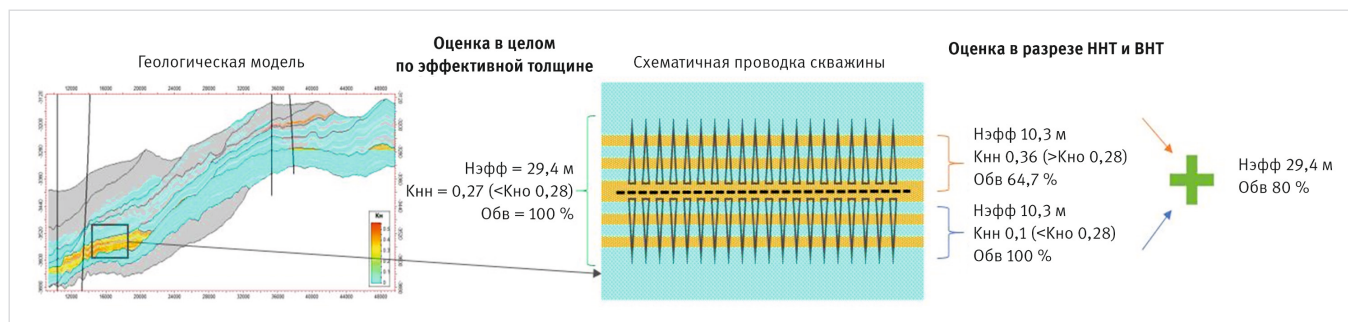


Рис. 2. Расчет с учетом нефте- и водонасыщенных толщин
Fig. 2. Calculation based on oil and water saturated thicknesses

Каждый из описанных выше критериев влияет на экономические и рисковые факторы. Для определения эффективности нового подхода необходимо сравнить основные факторы: NPV, IRR и долю общего риска реализации проекта, указанные в таблице 4, где вариант 1 — стандартный подход, вариант 2 — усовершенствованный.

Заметно, что вторая модель, которая была составлена по новой методике, обладает более высокими значениями, что говорит о ее устойчивости и большей выгоды и эффективности.

Итоги

При помощи используемой иностранной и отечественной литературы доказана актуальность необходимости усовершенствования методологии подготовки инвестиционных проектов на нефтяные месторождения. Были предложены дополнительные критерии, позволяющие понизить общий риск проекта.

Выводы

Для повышения точности инвестиционного проекта была уточнена методика с применением дополнительных инструментов оценки:

1. Предложена оценка изученности участка, которая показывает качество проведенных исследований и испытания скважин;
2. Расчет профиля добычи предлагается

делать не «по средней скважине», а с учетом особенностей участка;

3. Предложено применение графика бурения с учетом риска и дополнительных коэффициентов, описывающих возможные осложнения.

Также была проведена апробация описанных инструментов на реальном месторождении Красноярского края и выполнена оценка экономической эффективности, которая показала высокую эффективность нового подхода, а также снижение общего риска проекта на 0,16 д. ед.

Литература

1. Смирнов Д.С., Грандов Д.В., Смагина Т.Н. и др. Практическое руководство инженера-разработчика пласта. Тюмень.: ООО «Тюменский нефтяной научный центр» ИПЦ «Экспресс», 2022. 712 с.
2. Подольский Ю.В., Прищепа О.М., Отмас А.А. Неопределенности и риски при количественной оценке ресурсов, запасов и инвестиционных проектов разработки месторождений УВ // Geomodel 2014-16th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2014.
3. Bradstock F. Why the oil industry is set to thrive for decades to come. Oilprice.com,

Табл. 3. Средние значения рассматриваемых методик на 47 проектных скважинах
Tab. 3. The average values of the considered techniques for 47 design wells

	Старый подход*	Новый подход128	Факт
Обводненность, %	34,1	58,5	51,2
Дебит жидкости, т/сут	277,2	468,4	452,1

* – стандартная оценка

128 – новая оценка, учитывающая нефте- и водонасыщенные толщины

Табл. 4. Сопоставление экономических показателей по вариантам оценки ИМ
Tab. 4. Comparison of economic indicators by assessment options

Вариант	NPV, у.е.	IRR, %	Риск, доли ед.
1	0,3	20,5	0,69
2	2,7	48,6	0,53

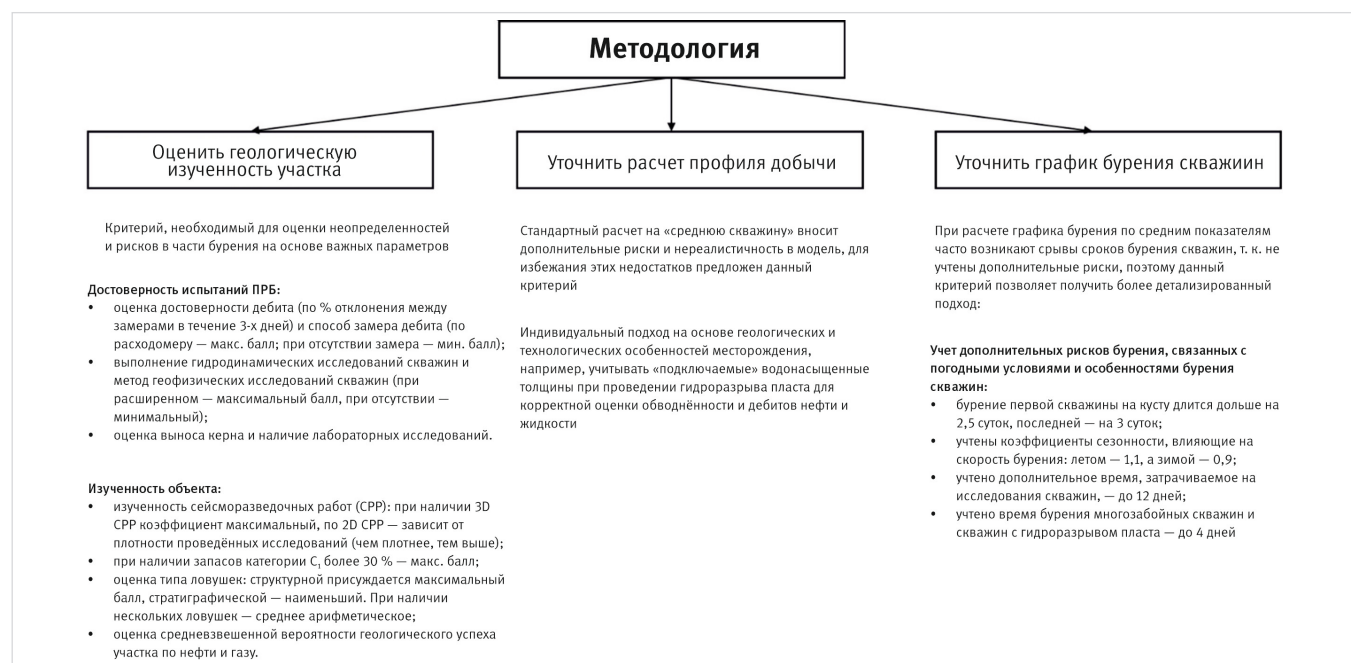


Рис. 3. Итоговая методика
Fig. 3. The final methodology

- Nov 15, 2020 URL: <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Why-The-Oil-Industry-Is-Set-To-Thrive-For-Decades-To-Come.html> (дата обращения: 21.05.2026). (In Eng).
4. Орлов В.А., Ошмарин Р.А., Бочков А.С. и др. Повышение ценности проекта геолого-разведочных работ на основе ранней проработки интегрированной концепции развития // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти № 3. 2018. С. 46–50.
 5. Сазонов А.М. Специфические особенности построения комплексной системы управления рисками в нефтегазовой отрасли // Транспортное дело России. 2011. С. 90–92.
 6. Толстоногов А.А., Кифоренко И.К. Принципы формирования инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений с учетом влияния рисков // Фундаментальные исследования. 2014. № 6-3. С. 577–580.
 7. Середкина В.А. Методы повышения эффективности управления инвестиционными проектами в нефтегазовой отрасли // Молодой ученый. 2019. № 51. С. 425–427.
 8. Емельянова Н.М., Пороскун В.И. Методика вероятностной оценки ресурсов нефти и газа участков недр с учетом зависимости геологических рисков агрегируемых локальных объектов по площади и разрезу // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. Т. 16. № 3. 19 с. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/796/28_2021.pdf (дата обращения: 23.05.2026).
 9. Шашель В.А., Жуков В.В., Ошмарин Р.А. и др. Системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. № 1. С. 68–73.
 10. Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика Т. 7. 2012. № 4. 29 с. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (дата обращения: 23.05.2026).
 11. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 20.09.2019 №638 «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» [Электронный ресурс]. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=1z2j519ed2692578926> (дата обращения: 23.05.2026).
 12. Проваторова Е.А., Смирнова Е.В., Тропина И.А. Ранжирование лицензионных участков для выделения наиболее перспективных из них под цели опытно-промышленной разработки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2025. № 3. С. 110–121.
 13. Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдощук А.А., Смирнова Е.В. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 30–35.

ENGLISH

Results

With the help of used foreign and domestic literature, the urgency of the need to improve the methodology for preparing investment projects on oil fields has been proven. Additional criteria were proposed to reduce the overall risk of the project.

Conclusions

To improve the accuracy of the investment project, the methodology was refined using additional valuation tools:

1. An evaluation of the study of the site is proposed, which shows the

quality of the conducted studies and tests of wells;

2. The calculation of the production profile is not proposed to be made "according to the medium well", but taking into account the characteristics of the site;
3. The application of a drilling schedule is proposed, taking into account risk and additional factors describing possible complications.

Also, a testing of the described instruments was carried out on the real field of Krasnoyarsk region and an economic efficiency assessment was carried out, which showed high effectiveness of the new approach, as well as a reduction of 0,16 per cent in the overall risk of the project.

References

1. Smirnov D.S., Grandov D.V., Smagina T.N. et al. Practical guide for the reservoir engineer. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, IPC «Express», 2022, 712 p. (In Russ).
2. Podolsky Yu.V., Prishcheva O.M., Otmaz A.A. Uncertainties and risks in the quantitative assessment of resources, reserves and development investment projects of hydrocarbon fields. Geomodel 2014 – 16th EAGE Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development: Proceedings. European Association of Geoscientists & Engineers, 2014. (In Russ).
3. Bradstock F. Why the oil industry is set to thrive for decades to come. Oilprice.com, Nov 15, 2020 URL: <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Why-The-Oil-Industry-Is-Set-To-Thrive-For-Decades-To-Come.html> (accessed: 21.05.2026). (In Eng).
4. Orlov V.A., Oshmarin R.A., Bochkov A.S. et al. Maximization of major oil&gas project value at identification/access stage by reframing of exploration strategy. PRONEFT: Professional about oil, 2018, issue 3, P. 46–50. (In Russ).
5. Sazonov A.M. Specific features of construction integrated risk management system in oil and gas sector. Transport business in Russia, 2011, issue 3, P. 90–92. (In Russ).
6. Tolstoyonov A. A., Kiforenko I. K. The principles of investment project formation of oil field development considering the influence of risks. Fundamental research, 2014, issue 6-3. P. 577–580. (In Russ).
7. Seredkina V.A. Methods for increasing the efficiency of investment project management in the oil and gas industry. Young scientist, 2019, issue 51, P. 425–427. (In Russ).
8. Emelyanova N.M., Poroskun V.I. Probabilistic oil and gas resource assessment for subsurface areas taking into account the dependence of geological risks of aggregated local objects by area and section. Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2021, Vol. 16, issue 3, 19 p. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/796/28_2021.pdf (received: 23.05.2026). (In Russ).
9. Shashech V.A., Zhukov V.V., Oshmarin R.A. et al. Systematic approach of creating optimal resource base development strategy. PRONEFT. Professionally about Oil, 2019, issue 1, P. 68–73. (In Russ).
10. Polyakov A.A., Murzin Sh.M. International experience in geological risk analysis. Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2012, Vol. 7, issue 4, 29 p. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (accessed: 23.05.2026). (In Russ).
11. Order of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation dated 20 September 2019 No. 638 «Rules for the Development of Hydrocarbon Deposits» [Electronic resource]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=1z2j519ed2692578926> (accessed: 23.05.2026). (In Russ).
12. Provatorova E.A., Smirnova E.V., Tropina I.A. Ranking license areas to identify the most promising candidates for pilot field development. Oil and Gas Studies, 2025, issue 3, P. 110–121. (In Russ.)
13. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R., Evdoshchuk A.A., Smirnova E.V. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability achimov deposits. Oil industry, 2022, issue 3, P. 30–35. (In Russ.)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Проваторова Елена Александровна, ведущий специалист
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ea_provatorova@rn-gir.rosneft.ru

Тропина Ирина Анатольевна, начальник отдела
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Provatorova Elena Alexandrovna, leading specialist,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ea_provatorova@rn-gir.rosneft.ru

Tropina Irina Anatolyevna, head of department,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia