

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-110-121

EDN: TOQJKY

### **Ранжирование лицензионных участков для выделения наиболее перспективных из них под цели опытно-промышленной разработки**

**Е. А. Проваторова<sup>1,2\*</sup>, Е. В. Смирнова<sup>1</sup>, И. А. Тропина<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Тюменский индустриальный университет

\* EA\_Provatorova@tncs.rosneft.ru

*Аннотация.* В каждой компании, активно ведущей геологоразведочные работы, существует свой устоявшийся стандарт для ранжирования лицензионных участков при планировании работ. Это ранжирование предполагает вероятностную оценку параметров, запасов, учет геологических рисков — факторов, влияющих на формирование и сохранность углеводородных залежей. Но успешность разработки месторождений также зависит от достоверности оценки ресурсов, параметров продуктивного пласта и свойств пластовых флюидов, что подводит к необходимости дополнительного ранжирования участков — а именно, выбрать наиболее приоритетные месторождения и участки поиска залежей для опытно-промышленной разработки таким образом, чтобы не только своевременно провести геологоразведочные работы, необходимые для планирования и запуска опытно-промышленных работ, но и соблюсти их сроки, получить максимальный эффект и выполнить утвержденные компанией планы ввода в промышленную разработку.

Существующие методики геологического ранжирования не совсем подходят для этой цели, так как они базируются на оценке геологических рисков, запасов и ресурсов лицензионного участка с применением статистических данных и методов. Для оценки перспектив промышленной разработки необходимо проанализировать степень изученности участка различными методами и качество имеющихся испытаний пластов и исследований при испытании, а также взвесить возможные эксплуатационные риски.

В представленной статье предложен новый подход к дополнительному ранжированию лицензионных участков под цели опытно-промышленной разработки. Он включает в себя учет и анализ изученности участка посредством геолого-геофизических и промысловых исследований в рамках поисково-разведочного этапа.

*Ключевые слова:* ранжирование перспективных лицензионных участков, опытно-промышленная разработка месторождений

*Для цитирования:* Проваторова, Е. А. Ранжирование лицензионных участков для выделения наиболее перспективных из них под цели опытно-промышленной разработки / Е. А. Проваторова, Е. В. Смирнова, И. А. Тропина. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-110-121 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 3. — С. 110–121. — EDN: TOQJKY

### **Ranking license areas to identify the most promising candidates for pilot field development**

**Elena A. Provatorova<sup>1,2</sup>, Elena V. Smirnova, Irina A. Tropina**

<sup>1</sup>Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Industrial University of Tyumen

\* EA\_Provatorova@tnc.rosneft.ru

**Abstract.** Companies actively engaged in geological exploration typically adhere to an established internal standard for ranking license areas during project planning. This ranking process involves a probabilistic evaluation of geological parameters, reserves, and risks — factors that influence the formation and preservation of hydrocarbon accumulations. However, the success of field development also depends on the reliability of resource estimates, reservoir characteristics, and reservoir fluid properties.

This necessitates an additional ranking specifically aimed at selecting the most suitable areas and fields for pilot production. Such selection ensures that exploration is completed on time to plan and initiate pilot operations, meet project deadlines, maximize efficiency, and achieve the company's targets to put into commercial development.

Traditional geological ranking methods are not entirely suitable for this purpose, as they primarily rely on statistical evaluations of risks, reserves, and resources. To properly assess the potential for pilot production, it is essential to analyze the extent and quality of reservoir characterization and testing while also considering possible operational risks.

This paper presents a new approach to the supplementary ranking of license areas for pilot production. The proposed methodology takes into account the degree of geological and geophysical study as well as the quality of field data obtained during the exploration phase.

**Keywords:** ranking of promising license areas, pilot field development

**For citation:** Provatorova, E. A., Smirnova, E. V., & Tropina, I. A. (2025). Ranking license areas to identify the most promising candidates for pilot field development. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 110–121. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-110-121

## **Введение**

В настоящее время существует устоявшийся алгоритм ранжирования объектов под цели геологоразведочных работ. Он опирается на различные статистические методы, такие как Монте-Карло [1, 2]. В этом подходе выделяются определенные критерии, необходимые для образования и сохранности залежи, по которым определяется вероятность геологического успеха [3, 4].

В таблице 1 приведен результат геологического ранжирования лицензионных участков для целей геологоразведочных работ. Итоговый ранг рассчитан по сумме баллов предыдущих рангов, которые выставлялись по следующим критериям: существование породы-коллектора, существование ловушки углеводородов (УВ), заполнение ловушки УВ, сохранность залежи УВ, распределение плотности запасов, степень геологического риска и экономические факторы.

Распределение итогового ранга выглядит следующим образом:

- 1) до 5 баллов — первоочередные объекты;
- 2) от 5 до 7 баллов — перспективные объекты;
- 3) более 7 баллов — дополнительные объекты.

Аналогичный подход к ранжированию описан в работах В. А. Шашель, М. Г. Дымочкиной и др. [4, 5].

**Ранжирование участков под цели ГРП**

Рейтинг	Лицензионный участок	Итоговый балл	Итоговый ранг
1	Участок 19	2	1
2	Участок 1	2	1
3	Участок 7	3	1
4	Участок 22	3	1
5	Участок 12	4	1
6	Участок 3	4	1
7	Участок 11	5	2
8	Участок 10	5	2
9	Участок 9	6	2
10	Участок 23	7	3

Однако этот подход описывает только поисково-разведочный этап и для планирования эксплуатационного этапа не подходит по причине отсутствия анализа промысловых данных, полученных на изучаемом или прилегающем участке. Исходя из опыта наблюдения, для оценки ранжирования участков под эксплуатационное бурение необходимы критерии, описывающие как геологические риски, так и промысловые, интерпретационные.

Поскольку фактических данных на начальной стадии изучения крайне мало, статистический принцип анализа не может выявить риски локальной площади. Для этого необходимо тщательно изучить качество и полноту имеющейся информации. Соответственно, чтобы осуществить дальнейшее ранжирование лицензионных участков, требуется формализация подхода к оценке рисков, связанных с неопределенностями результатов исследований и разных интерпретационных трактовок. Оценка отдельных составляющих исходных данных, будь то качество сейсмических работ или гидродинамических исследований скважин, может выполняться в виде проверки соответствия техническим заданиям и действующим нормативам. Но как в комплексе учесть оценки всех входящих данных применительно к оценке участка в целом и какие факторы должны включаться в оценку для участков опытно-промышленных работ — не описывается в литературе, вероятно, по причинам того, что для каждого недропользователя и региона набор показателей для расстановки приоритетов разный. На данный момент в отечественной и зарубежной литературе акцентировано внимание на рассматриваемой теме, однако все предложения направлены на актуализацию имеющихся методик ранжирования, созданных для этапа геологоразведочных работ (ГРП) [6, 7].

В статье рассматривается один из вариантов ранжирования лицензионных участков под цели опытно-промышленной разработки (ОПР) (в рамках методики предполагается, что оценка рисков для этапа ГРП уже проведена). Для этого в каждой группе параметров выделяются определенные критерии и вводятся коэффициенты, с помощью которых в дальнейшем производится оценка ранга.

### Объект и методы исследования

Для выделения необходимых критериев оценивания изучены особенности проведения каждого этапа разработки месторождений и на основе этого определены наиболее важные блоки-категории. Изначально было выделено три группы, в которых производилось определение изученности, надежности исследований при поисково-разведочном бурении (ПРБ) и наличие/сложность строительства инфраструктуры. Однако было решено отказаться от последней группы, так как на первом этапе работ решение по инфраструктуре планировалось принимать на основании геологического ранжирования.

В каждой из оставшихся групп были выделены основные критерии оценивания: в группе изученности — 5, в группе данных по испытаниям — 8 (рис. 1). Каждый критерий оценивается по собственным значениям, переводимым в нормированные коэффициенты. Полученные коэффициенты перемножаются, и выводится итоговое общее значение.



Рис. 1. Блок-схема критериев оценивания

#### *Изученность и геологические параметры участка*

В этом блоке участок оценивается по пяти критериям:

- 1) доля запасов категории С1;
- 2) изученность сейсморазведочными работами;
- 3) тип ловушки;
- 4) характер насыщения;
- 5) средневзвешенная вероятность геологического успеха участка по нефти и газу —  $P_r$ .

Первый коэффициент показывает, присутствует ли минимальная доля запасов категории С1 в 30 % на участке. Этот критерий необходим для перехода на этап промышленной разработки, а его значение определено Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Фе-

дерации от 20.09.2019 № 638 [8]. В предлагаемом методе ранжирования этот критерий оценивается всего в два значения: если 30 % от запасов месторождения оценено по категории С1, тогда коэффициент  $P1 = 1$ , если нет —  $P1 = 0,1$ .

Второй коэффициент введен для понимания относительной изученности участка сейсморазведочными работами (СРР). При наличии на участке 3D СРР коэффициент максимальный, по 2D СРР он зависит от плотности проведенных исследований. Был проведен сравнительный анализ по изучаемым участкам и методом подбора определены наиболее подходящие значения для коэффициента. Таким образом, если проведен высокоплотный 2D ( $\geq 1 \frac{\text{пог.км}}{\text{км}^2}$ ) или 3D, тогда коэффициент  $P2 = 1$ , среднеплотные 2D ( $0,5 - 1 \frac{\text{пог.км}}{\text{км}^2}$ ) —  $P2 = 0,5$ , низкоплотные 2D ( $< 1 \frac{\text{пог.км}}{\text{км}^2}$ ) —  $P2 = 0,1$ .

Следующий коэффициент характеризует тип ловушки. Этот критерий введен для понимания неопределенностей, связанных с геологическим строением. Чем надежней картируется ловушка, тем выше значение коэффициента. Так, для структурной ловушки принимается максимальное значение. С точки зрения реализации ОПР структурная ловушка/залежь наиболее предсказуема в отличие от других вариантов ловушек при прочих равных параметрах изученности. Наиболее неуверенная — стратиграфическая, поскольку этот тип ловушек приурочен к зонам выклинивания пластов, картирование которых затруднено, а экранирующие свойства не ясны.

Оценка ловушек производится в рамках одного лицензионного участка. В рассматриваемой методике ранжирования предлагается следующий перечень типов ловушек и соответствующий параметр:

- 1) структурная ловушка — 1;
- 2) структурно-тектоническая — 0,85;
- 3) литологическая, структурно-литологическая, тектоническая — 0,6;
- 4) структурно-стратиграфическая — 0,4;
- 5) стратиграфическая — 0,3.

В случае наличия нескольких ловушек разного типа на участке параметр считается как среднее арифметическое.

Четвертый критерий показывает характер насыщения и его подтверждение. Этот критерий можно реверсировать в зависимости от того, на какое насыщение ориентирован недропользователь — нефть или газ. В данной работе оценка проводится для нефтяных участков.

Они оцениваются по пяти критериям:

- 4) подтверждена нефть (min риск газонасыщения):  $P4 = 1$ ;
- 3) вероятно нефть:  $P4 = 0,75$ ;
- 2) нефтяная оторочка на грани рентабельных толщин:  $P4 = 0,5$ ;
- 1) вероятно газонасыщение:  $P4 = 0,25$ ;
- 0) подтвержден газ (min вероятность нефтенасыщения):  $P4 = 0,1$ .

В случае прогноза ловушек или выявленных на участке залежей различного фазового состояния рассчитывается вероятность вида насыщения — нефтяное, газовое. Для определения вероятности считается соотношение количества нефтяных/газовых ловушек с их общим количеством в рамках лицензионного участка. Если отношение нефтяных ловушек к общему количеству больше 0,5, присуждается вероятность нефтяного насыщения. Критерий по насыщению очень важен, поскольку на поисково-разведочном этапе по мере подтверждения продуктивности и состава УВ может происходить смена стратегии по приоритету добычи нефтяной или газовой опции. Такие варианты при долгосрочном планировании необходимо учитывать, особенно в случае смешанного насыщения залежей. К примеру, мощность нефтяной оторочки не подтверждается, планировать строительство инфраструктуры и добычу нефти становится не рентабельно.

Последний критерий в рамках этой группы — средневзвешенная вероятность геологического успеха участка по нефти и газу ( $P_r$ ). Критерий  $P_r$  определяется как отношение геологических запасов по ловушкам с учетом риска  $P_g$  к общим геологическим запасам по участку отдельно по нефти (1) и газу (аналогично нефти). Итоговое значение  $P_r$  по участку считается как среднее между  $P_{r\_нефти}$   $P_{r\_газ}$ .

$$P_{r\_нефть} = \frac{Q_1 \cdot P_{g1} + Q_2 \cdot P_{g2} + \dots + Q_n \cdot P_{gn}}{\sum Q_{1...n}}, \quad (1)$$

где  $Q_{1...n}$  — запасы ловушки;  $P_{g1...n}$  — коэффициент риска по выбранной ловушке.

В основе расчета — коэффициент  $P_g$  по ловушкам, определяемый внутренними нормативными документами компании.  $P_g$  необходим при определении и обосновании оценки ресурсной базы, поэтому полученная вероятностная оценка — основа для расчета инвестиционной привлекательности участка [9]. В результате получаемый коэффициент  $P_r$  в предлагаемом ранжировании учитывает высокую взаимосвязь факторов риска по всем ловушкам на участке.

### ***Достоверность испытаний и исследований в скважине***

Испытание скважин необходимо для получения уверенной информации о коллекторских свойствах продуктивных пород и подтверждения продуктивности в целом. Однако разное время проведения испытаний, различные технологии и объемы исследований, геологические и технологические факторы приводят к неоднозначности результатов испытаний, по этой причине их необходимо оценивать и проверять на точность.

Всего в данной группе было выделено 8 критериев для оценивания. Каждый из них имеет свой вес, влияющий на конечный результат, и оценивается по 3–4 свойствам, выделенным по степени влияния — от наиболее к наименее важному. Им присваивается определенное значение, которое вносится в специальную таблицу (табл. 2). Также в рамках этой таблицы есть возможность оценки нескольких скважин одновременно — выводится средний процент достоверности.

Таблица 2

## Критерии для определения достоверности ПРБ

Критерий	Вес Критерия, %	Пласт 1		Пласт 2		Вариации	Итоговое значение
		Скважина	Скважина	Скважина	Скважина		
		1	3	5	5		
Блок достоверности информации							
1. Достоверность замера дебита жидкости <i>(Отклонение дебита не более ***% между замерами в течение последних 3 дней работы)</i>	3, 10 % 2, 20 % 1, 30 % 0 >30 %	25	2	3	0	9	14
2. Способ замера дебита жидкости/нефти	3. Замерная (или расходомер, СКЖ) 2. Емкость 1. По вывозу 0. Отсутствует	20	1	3	0	9	9
3. Способ замера забойного давления	3. Данные глубинного манометра 2. ТМС 1. По НСДУ 0. Расчетное	20	3	2	2	9	16
4. Бесперебойный режим работы скважины	3. Бесперебойная работа скважины 2. Остановок более 2-х часов <10 суток 1. Остановок более 2-х часов >10 суток 0. Скважина не работает	10	2	3	2	9	8
5. Наличие анализов хим. лаборатории	3. Содержание воды в продукции + 6-ти компонентный состав 2. Содержание воды в продукции 1. Данные непригодны для использования 0. Пробы не отбирались, данные отсутствуют	10	2	3	3	9	9
6. Выполнение ГДИС	3. КВД получено, результаты кондиционные 2. КВД получено, невосстановлено 1. КВД получено, данные непригодны для интерпретации 0. КВД не получено	5	1	3	1	9	3
7. ГИС	3. Расширенный ГИС (ГТКп, ЯМК, ГДК, и др) 2. Стандартный ГИС (ПС, ИК, НК, ГК) 1. Отсутствует	5	3	3	3	9	5
8. Вынос керна	3. 90-100 % 2. 70-90 % 1. 50-70 % 0. Меньше 50 %	5	1	3	3	9	4
Итого:		100	15	23	14		0,67

Наиболее важная характеристика в данной группе — дебит скважины. Для корректной оценки технико-экономических показателей необходимо понимание, был ли произведен замер дебита и каким способом, а также отклонение от замера в течение определенного срока — чем ниже отклонение, тем точнее произведен замер. Также необходимо знать способ получения данных о забойном давлении — рассчитано ли оно путем замера или аналитически. Каждый из этих критериев (табл. 2) — важная часть исследований, позволяющих составить стратегию последующей разработки корректно и более точно.

Также при проектировании разработки лицензионного участка недр важно понимать компонентный состав и свойства получаемого флюида. В зависимости от компонентного состава будут меняться особенности эксплуатации месторождения — могут появиться осложнения, которые потребуют дополнительных технологических решений. По этой причине помимо замеров необходимо оценивать качество и полноту результатов лабораторных исследований. Критерии оценки представлены в таблице 2.

Далее оцениваются критерии по исследованиям скважин, а именно выполнение гидродинамических исследований скважин (ГДИС), геофизических исследований скважин (ГИС) и процент выноса керна.

Проведение ГДИС необходимо для получения максимально полной информации о строении и свойствах исследуемых пластов. Один из методов гидродинамических исследований — метод восстановления давления. Полученные кривые позволяют определить средние значения фильтрационных характеристик в определенной области пласта и их изменение на некотором расстоянии от скважины. Благодаря этой характеристике возможно узнать большое количество информации о пласте. В предлагаемом ранжировании этот критерий описывается свойствами, представленными в таблице 2.

ГИС — один из важнейших методов исследования скважин, их используют для определения свойств породы, изучения геологического строения и поиска углеводородов. Методов существует большое количество, каждый отличается разрешающей способностью и другими характеристиками. От применения определенного метода или комплекса методов будет зависеть точность полученных результатов. Поэтому в рамках рассматриваемой работы методы были условно поделены на расширенные (наиболее точные) и стандартные. В зависимости от используемого на исследуемой скважине метода присваивается определенный ранг:

- 3) расширенный ГИС (ГГКп, ЯМК, ГДК и др.);
- 2) стандартный ГИС (ПС, ИК, НК, ГК);
- 1) ГИС отсутствует или ограничен 1–2 методами.

Отбор и исследование керна обеспечивают данные о литологическом составе пласта, необходимые в свою очередь при получении информации о фильтрационно-емкостных и экранирующих свойствах пород для создания обоснованных петрофизических моделей и интерпретации материалов

ГИС. Однако даже в случае наличия керновых данных может сохраняться высокая неопределенность в изученности. Основная характеристика качества керновых данных — процент выноса из пласта, соответствие метража выноса проходке, а также сохранность керна при подъеме и транспортировке. Чем ниже изученность разреза целевого пласта керном, тем ниже качество оценки фильтрационно-емкостных свойств коллектора и учета неоднородности. Согласно рекомендациям для создания петрофизических связей керн — ГИС [10] охарактеризованность керном должна составлять не менее 70 %. Полученные две группы были дополнительно разделены еще на две для повышения вариативности коэффициентов, при этом чем выше процент выноса, тем выше значение коэффициента:

3. 90–100 %
2. 70–90 %
1. 50–70 %
0. Менее 50 %

Общий коэффициент, описывающий достоверность испытаний и исследований скважин, получается суммированием итоговых значений по каждому критерию и делением на 100 (табл. 2).

### Результаты

Все используемые в группах критерии показаны в блок-схеме (рис. 1). Каждое получаемое значение коэффициентов меньше единицы ввиду последующей необходимости нормировки коэффициентов между собой и получения единой системы в итоге. Также методика предполагает перемножение всех коэффициентов  $P_1$ – $P_6$  между собой и получение итогового общего значения —  $P_{общ}$ , который и присваивает ранг лицензионному участку. Далее по итоговому коэффициенту производится сортировка участков от наибольшего (то есть наиболее изученного участка) до наименьшего (табл. 3).

Таблица 3

Итоговая таблица ранжирования

Рейтинг	Лицензионный участок	Критерии						Нормировка критериев						$P_{общ}$
		C1	CP	Тип ловушки	Достоверность ПРБ	Характер насыщения	$P_T$	C1	CP	Тип ловушки	Достоверность ПРБ	Характер насыщения	$P_T$	
1	Участок 1	1	2	1,00	0,58	4	0,34	1	1	1,00	0,58	1	0,34	0,1956
2	Участок 2	1	2	0,64	0,57	2	0,24	1	1	0,64	0,57	0,5	0,24	0,0432
3	Участок 3	1	2	0,57	0,43	4	0,15	1	1	0,57	0,43	1	0,15	0,0352
4	Участок 4	0	2	0,62	0,49	3	0,26	0,1	1	0,62	0,49	0,75	0,26	0,0059
5	Участок 5	0	1	0,60	0,68	3	0,16	0,1	0,5	0,60	0,68	0,75	0,16	0,0025
6	Участок 6	0	2	0,60	0,40	3	0,10	0,1	1	0,60	0,40	0,75	0,10	0,0018
7	Участок 7	0	2	0,55	0,5	1	0,24	0,1	1	0,55	0,50	0,25	0,24	0,0016
8	Участок 8	0	2	0,67	0,00	3	0,22	0,1	1	0,67	0,1	0,75	0,22	0,0011
9	Участок 9	0	2	0,58	0,00	3	0,15	0,1	1	0,58	0,1	0,75	0,15	0,0007
10	Участок 10	0	2	1	0	1	0,26	0,1	1	1,00	0,1	0,25	0,26	0,0007

Итоги второго этапа ранжирования показали, что относительно первого этапа (геологического ранжирования) рейтинг участков изменился. Из ранее обозначенных ТОП-10 участков уверенное планирование ОПР и эффективность следует ожидать только по пяти участкам. Также в десятку вошли пять других участков, которые ранее уступали по величине плотности ресурсов. По новым вошедшим участкам следует рассмотреть возможность ускорения реализации программы ГРП. По пяти участкам, выбывшим из рейтинга, необходимо усилить исследовательскую программу с учетом выявленных в рамках анализа недостатков и выполнить актуализацию ранжирования по мере поступления новых результатов ГРП.

### **Выводы**

Предлагаемый подход к ранжированию учитывает основные критерии, применяемые при ГРП для поисковых и разведываемых участков, а также риски с точки зрения надежности результатов испытаний, промысловых исследований, прогноза характера насыщения.

Параметры, оцениваемые при дополнительном ранжировании под цели ОПР: доля запасов категории С1; изученность сейсморазведочными работами; тип ловушки; характер насыщения; вероятность геологического успеха; достоверность испытаний, ГИС, ГДИС, керновая изученность.

Оценка качества проведенных испытаний и исследований в скважине отражает неопределенности по перспективности ОПР на участке и возможности достижения плановых показателей разработки.

Готовность или близость действующей инфраструктуры в представленном подходе не учитывается, чтобы ранжирование отражало только геологические преимущества участков. Фактор инфраструктуры предпочтительней учитывать на отдельном этапе ранжирования, чтобы при всех имеющихся геологических и промысловых неопределенностях на перспективных участках геологоразведочные работы планировались и выполнялись своевременно.

### **Список источников**

1. Мелкишев, О. А. Стохастическая оценка прогнозных ресурсов нефти на поисково-оценочном этапе геологоразведочных работ / О. А. Мелкишев, С. Н. Кривошеков. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 4. – С. 33–41.
2. Роуз, П. Р. Анализ рисков и управление нефтегазописковыми проектами / П. Р. Роуз ; пер. с англ., под ред. В. И. Пороскуна, под общ. ред. Н. А. Малышева. – Москва, Ижевск : НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований. – 2011. – 304 с. – Текст : непосредственный.
3. Емельянова, Н. М. Методика вероятностной оценки ресурсов нефти и газа участков недр с учетом зависимости геологических рисков агрегируемых локальных объектов по площади и разрезу / Н. М. Емельянова, В. И. Пороскун. – DOI 10.17353/2070-5379/28\_2021. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 3. – С. 28.

4. Шашель, В. А. Системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива / В. А. Шашель, В. В. Жукова, Р. А. Ошмарина [и др.]. – DOI 10.24887/2587-7399-2019-1-68-73. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 1(11). – С. 68–73.
5. Геолого-экономическая оценка проектов : настоящее и будущее / М. Г. Дымочкина, П. Ю. Киселев, М. Н. Пислегин [и др.]. – DOI 10.24887/2587-7399-2018-3-18-23. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – № 3(9). – С. 18–23.
6. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – С. 8.
7. Повышение ценности проекта геологоразведочных работ на основе ранней проработки интегрированной концепции развития / В. А. Орлов, Р. А. Ошмарин, А. С. Бочков [и др.]. – DOI 10.24887/2587-7399-2018-3-46-50. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – № 3(9). – 2018. – С. 46–50.
8. Правила разработки месторождений углеводородного сырья : приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 20.09.2019 № 638. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=1z2j519ed2692578926>. – Текст : электронный.
9. Практическое руководство инженера – разработчика пласта : монография / Д. С. Смирнов, Д. В. Грандов, Т. Н. Смагина [и др.] ; Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр». – Тюмень : Тюменский нефтяной науч. центр : ИПЦ «Экспресс», 2022. – 710 с. – Текст : непосредственный.
10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом ; под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва–Тверь : НПП Тверьгеофизика, 2003. – 279 с. – Текст : непосредственный.

### **References**

1. Melkishev, O. A., & Krivoschekov, S. N. (2012). Stochastic evaluation of oil resources forecast on the stage of geological exploration work. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo, 11(4), pp. 33-41. (In Russian).
2. Rouz, P. R. (2011). Analiz riskov i upravlenie neftegazoposkovymi proektami. Moscow–Izhevsk, NITs «RKhD», Izhevskii institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 304 p. (In English).
3. Emelyanova, N. M., & Poroskun, V. I. (2021). Robabilistic oil and gas resource assessment for subsurface areas taking into account the dependence of geological risks of aggregated local objects by area and section. Petroleum geology. Theoretical and applied studies, 16(3), p. 28. (In Russian). DOI: 10.17353/2070-5379/28\_2021
4. Shashel, V. A., Zhukov, V. V., Oshmarin, R. A., Bogdanovich, E.S., Sizykh, A.V., Gazaliev, R.,R.,... & Perminov, D. E. (2019). Systematic approach of creating optimal resource base development strategy. Proneft. Professionals about oil, 1(11), pp. 68-73. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-68-73

5. Dymochkina, M. G., Kiselev, P. Yu., Pislegin, M. N., Kuzmin, T. G., & Mullagaliev, A. T. (2018). Geological and economic evaluation (gee): from present to future. *Proneft. Professionals about oil*, 3(9), pp. 18-23. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-18-23
6. Polyakov, A. A., & Murzin, Sh. M. (2012). International experience in geological risk analysis. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*, 7(4), p. 8. (In Russian).
7. Orlov, V. A., Oshmarin, R. A., Bochkov A. S., Masalkin, Yu. V., Yakovlev, S. A., Ulyanov, V. L., Danilin, M. A. (2018). Maximization of major oil&gas project value at identification/access stage by reframing of exploration strategy. *Proneft. Professionals about oil*, 3(9), pp. 46-50. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-46-50
8. Pravila razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya : prikaz Ministerstva prirodnih resursov i ekologii Rossijskoj Federacii ot 20.09.2019 № 638. (In Russian). Availabl at : [http:// publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=1z2j519ed2692578926](http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=1z2j519ed2692578926).
9. Smirnov, D. S., Grandov, D. V., Smagina, T. N., Galiullin, M. M., Shirokov, A. S., Patrakov, D. P., & Arkhipov, V. N. (2022). *Prakticheskoe rukovodstvo inzhenera – razrabotchika plasta*. Tyumen, IPTS «Ekspress» Publ., 712 p. (In Russian).
10. Petersil'e, V. I., Poroskun, V. I., Yacenko, G. G. (2003). *Metodicheskie rekomendacii po podschetu geologicheskikh zasposov nefiti i gaza ob"emnym metodom*. Moscow-Tver', NPC Tver'geofizika Publ., 279 p. (In Russian).

#### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Проваторова Елена Александровна**, специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр», магистрант базовой кафедры ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень  
EA\_Provatorova@tnc.rosneft.ru

**Elena A. Provatorova**, Specialist Tyumen Petroleum Research Center LLC, Master's student, Industrial University of Tyumen, EA\_Provatorova@tnc.rosneft.ru

**Смирнова Елена Витальевна**, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

**Elena V. Smirnova**, Chief Engineer of a Project, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Evsmirnova2@tnc.rosneft.ru

**Тропина Ирина Анатольевна**, руководитель группы ООО «Тюменский нефтяной научный центр», iatropina@tnc.rosneft.ru

**Irina A. Tropina**, Group leader Tyumen Petroleum Research Center LLC, iatropina@tnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 09.12.2024; одобрена после рецензирования 20.01.2025; принята к публикации 27.01.2025.  
The article was submitted 09.12.2024; approved after reviewing 20.01.2025; accepted for publication 27.01.2025.