

Этап «поиск»: подходы к оценке перспективности разработки объектов в условиях низкой изученности

М.С. Космачева^{1*}, Г.Н. Воробьева¹, Р.А. Рыбаков¹, С.С. Остапчук²

1 – ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

E-mail: *m.kosma4eva@yandex.ru

Аннотация. Изучение геологического строения месторождений нефти и газа, проектирование разработки и оценка перспективности потенциального актива сегодня в большинстве случаев осуществляются в условиях крайней нехватки информации.

В рамках работ по определению потенциала разработки одного из месторождений Западной Сибири был произведен аналитический расчет профилей добычи. Прежний опыт говорит о том, что геологические характеристики и данные разработки часто анализируются отдельно, что в последующем приводит к противоречию получаемых результатов. Рассмотрены два варианта оценки, условно названные «подходом от геологии к разработке» и «подходом от разработки к геологии», основное различие которых – подход к обоснованию и увязке геологических показателей и параметров разработки посредством PVT-свойств флюида.

Результаты эксперимента позволяют сделать вывод, что более корректным из рассмотренных является подход «от разработки к геологии», позволяющий комбинировать наиболее значимые показатели разработки и геологические данные для учета имеющейся информации.

Ключевые слова: оценка перспективности, низкая изученность, разработка нефтяных месторождений, геологическое моделирование, геолого-гидродинамическая модель, параметры разработки, многовариантные расчеты.

Для цитирования: Космачева М.С., Воробьева Г.Н., Рыбаков Р.А., Остапчук С.С. Этап «поиск»: подходы к оценке перспективности разработки объектов в условиях низкой изученности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 27–35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art3>

В современных условиях развития нефтегазовой отрасли, ввиду истощения минерально-сырьевой базы, одним из резервов для поддержания уровней добычи углеводородов является поиск и разведка новых перспективных объектов. Очевидным конкурентным преимуществом нефтяных компаний становится повышение качества оценки проектов разработки.

В рамках работ по определению потенциала разработки на одном из месторождений Западной Сибири перед авторами была поставлена задача аналитического расчета профилей добычи.

Оцениваемый объект характеризуется низкой степенью изученности бурением и сейсморазведкой. Недостаточный объем выполненных исследований и сомнительная достоверность части полученных результатов не дают полное представление о строении месторождения при принятии бизнес-решений.

Для учета возможных рисков и неопределенностей в практике аналитических оценок широко используются детерминированные, вероятностные и комбинированные методы [1].

Авторами был использован комбинированный подход, при котором для выбранных пакетов геологических данных производился многовариантный расчет профилей добычи по сценариям P_{10} , P_{50} и P_{90} [2].

Анализ неопределенности и рисков выполнялся путем многовариантного моделирования; после того как было получено множество реализаций, рассчитывались геологические запасы по всем реализациям геологического строения и проводилась вероятностная оценка запасов углеводородов. Вероятностная оценка P_{90} (вероятность – 90%) является наиболее осторожной (пессимистичный вариант), оценка P_{10} – максимальная оценка геологических запасов (оптимистичный вариант) и P_{50} – наиболее реалистичный вариант (ожидаемый) геологического строения залежей нефти и газа.

Оценка проводилась в три этапа:

1. Комплексный анализ основных параметров (геолого-физических характеристик, PVT-свойств (Pressure, Volume, Temperature / давление, объем, температура), характеристик систем разработки и способов заканчивания скважин и т.д.);

2. Оценка ресурсов и расчет профилей добычи;

3. Оценка экономической эффективности.

На первом этапе специалистами-разработчиками собирались данные и проводился анализ основных параметров, таких как: пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, плотность и вязкость нефти, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент аномальности пластового давления; а также систем разработки,

способов заканчивания скважин (тип скважины, длина горизонтального ствола, количество портов гидроразрыва пласта (ГРП)) и др.

Следует отметить, что система поддержания пластового давления (ППД) не показала эффективности на соседних месторождениях данного региона, основные причины отсутствия результата – низкая проницаемость коллекторов и аномально высокое пластовое давление (АВПД). Применительно к ачимовским пластам в данном регионе метод ППД не рассматривается, как заведомо неэффективный.

В дополнение, для построения кривых относительных фазовых проницаемостей, были собраны керновые данные месторождений-аналогов региона. Пример анализа собранных керновых данных и данных гидродинамических исследований скважин для определения вероятностных значений относительной фазовой проницаемости (ОФП) и абсолютной проницаемости приведены на рис. 1 и 2.

Аналогично были собраны и верифицированы все обозначенные выше параметры, определены диапазоны их значений и рассчитаны перцентили для дальнейшего использования в вариантах P_{10} , P_{50} и P_{90} .

Анализируя опыт оценок перспективности потенциальных объектов разработки, было отмечено, что на втором этапе – при оценке ресурсов и расчете профилей добычи – показатели геологической изученности и разработки часто рассматриваются отдельно, что в последующем приводит к ряду противоречий в значениях основных параметров (рис. 3).

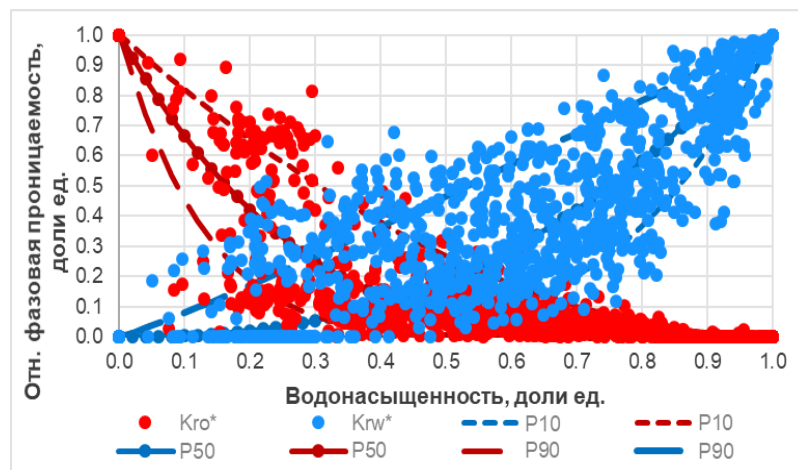


Рис. 1. Вероятностные кривые ОПФ, построенные по данным керна месторождений-аналогов исследуемого объекта, Западная Сибирь

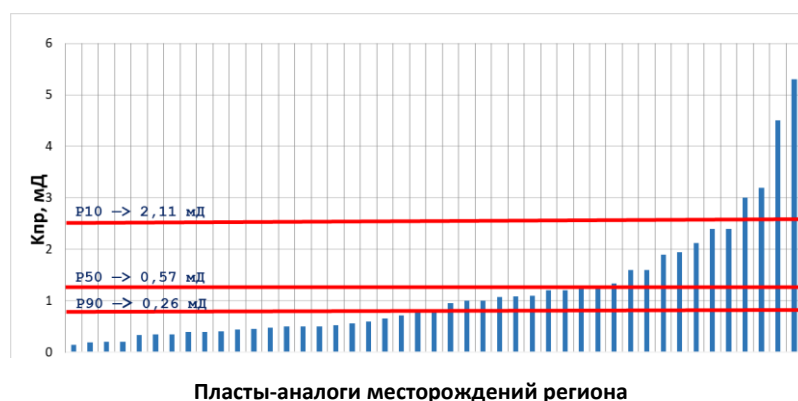


Рис. 2. Вероятностное распределение значений абсолютной проницаемости по данным керна месторождений-аналогов исследуемого объекта, Западная Сибирь

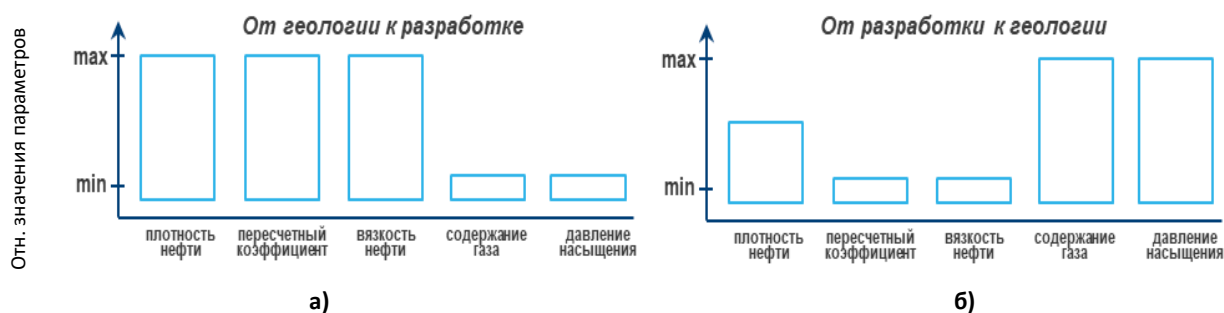


Рис. 3. Рассмотренные подходы а) «от геологии к разработке», б) «от разработки к геологии» (по данным исследуемого объекта)

В первом подходе «от геологии к разработке» отправной точкой считалась предоставленная геологическая концепция, где очевидной характеристикой варианта P₁₀ является соответствие ему наибольших начальных геологических запасов. Как следствие, при таком подходе принимаются

максимальные, в определенных на первом этапе пределах диапазонов, вероятностные значения подсчетных параметров, в том числе плотности нефти и пересчетного коэффициента (величина, обратная объемному коэффициенту нефти).

В варианте P_{90} , следуя данной логике, плотности нефти присваивалось более низкое значение и использовался более низкий пересчетный коэффициент. Далее, вместе с геологическими характеристиками, эти значения передавались специалистам-разработчикам для последующего проектирования и анализа разработки. Одним из шагов в подготовке исходных данных для расчета профилей добычи было совокупное описание свойств пластового флюида, для чего выбранные значения закладывались в PVT-симулятор, где рассчитывались и увязывались друг относительно друга остальные PVT-свойства. По результатам расчетов значение вязкости флюида было близко к максимальным аналитическим значениям, а газосодержания – к минимальным.

Во втором подходе «от разработки к геологии» авторы исходили из того, что основным параметром, оказывающим наибольшее влияние на разработку, помимо проницаемости, является вязкость и с точки зрения разработки лучшим считается

вариант, где вязкость нефти имеет более низкие значения. PVT-свойства рассчитывались, руководствуясь принципом, что в варианте P_{10} для нефти принято наименьшее, а в варианте P_{90} , напротив, – самое высокое значение вязкости. Наряду с проницаемостью, вязкость определялась с помощью расчетного модуля «Crystal Ball» (Excel) в выбранном в ходе проведенного анализа диапазоне данных. Согласовать принятые и рассчитанные значения с параметрами выбранного пакета геологических данных удалось за счет весомого вклада в формулу подсчета запасов [3] остальных геологических параметров (площади залежи, эффективной нефтенасыщенной толщины) и вариант P_{10} оставался вариантом с самыми большими нефтегазоносными зонами (НГЗ), что не приводило к противоречиям между параметрами разработки и геологическими данными. Для примера в табл. 1 приведено сравнение параметров, полученных путем применения двух подходов.

Таблица 1

Сравнительная таблица PVT-свойств и НГЗ нефти

Подход	Параметр					НГЗ, млн т
	Газосодержание, м ³ /т	Объемный коэффициент, д.ед.	Плотность, г/см ³	Вязкость, сП	Рнас., атм	
I – «от геологии к разработке»	246	1,56	0,850	0,37	298	362
II – «от разработки к геологии»	625	2,32	0,812	0,15	438	290

Из рис. 3 и табл. 1 видно, что расчетные значения свойств флюида имеют существенные различия, влияющие на величину оцениваемых НГЗ и определяющие выбор режимов работы скважин. На следующем этапе была создана секторная геолого-гидродинамическая модель (ГДМ),

представляющая собой элемент разработки единичной добывающей скважины (система разработки для оцениваемого объекта была определена как разработка пласта горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в режиме истощения) (рис. 4, 5).

В модели использована опция многовариантных расчетов, которая, помимо возможности закрепить три сценария с учетом утвержденных пакетов геологических данных со всеми принятыми для них параметрами,

позволила увязать их с полученными PVT-свойствами и учесть оставшиеся диапазоны неопределенностей, в частности модификацию ОФП, опирающуюся на результаты керновых исследований пластов-аналогов.

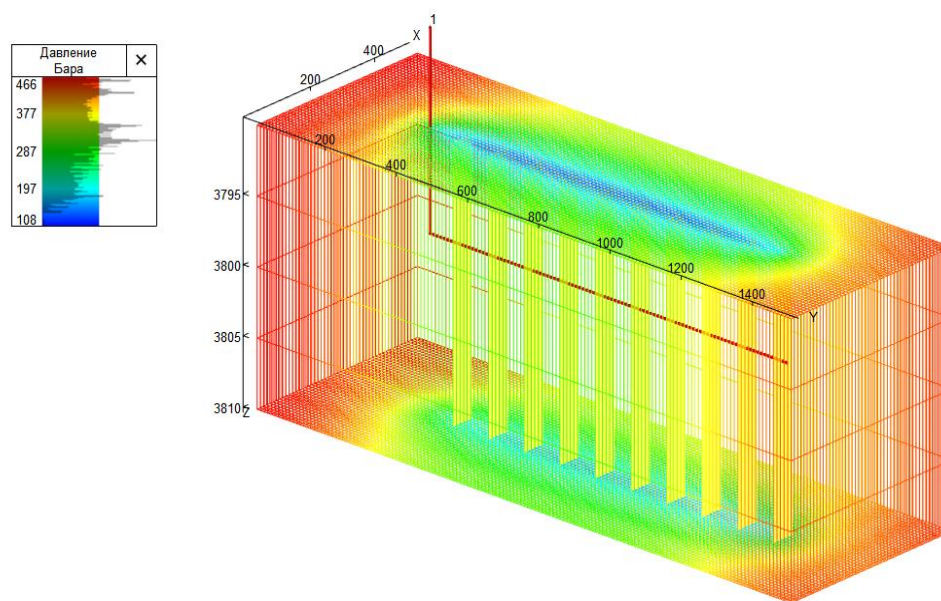


Рис. 4. Элемент разработки единичной добывающей скважины

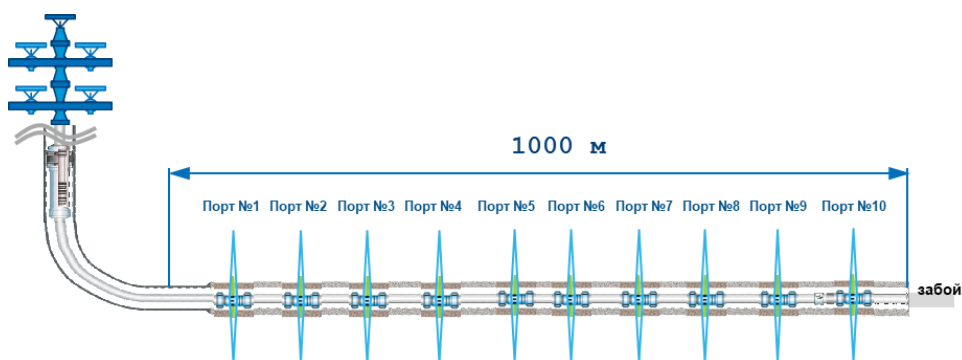


Рис. 5. Выбранный тип заканчивания скважин

Для каждого подхода было просчитано более пятисот итераций, результатом которых стали наборы возможных решений и значений основных показателей разработки (рис. 6).

Три итоговых профиля добычи были получены выбором перцентилей P_{10} , P_{50} , P_{90}

по значению дисконтированной накопленной добычи нефти с ориентиром на данные ранее выполненного комплексного анализа, например, на ожидаемые значения начальных дебита нефти и обводненности, которые повышали степень уверенности в выбранном профиле.

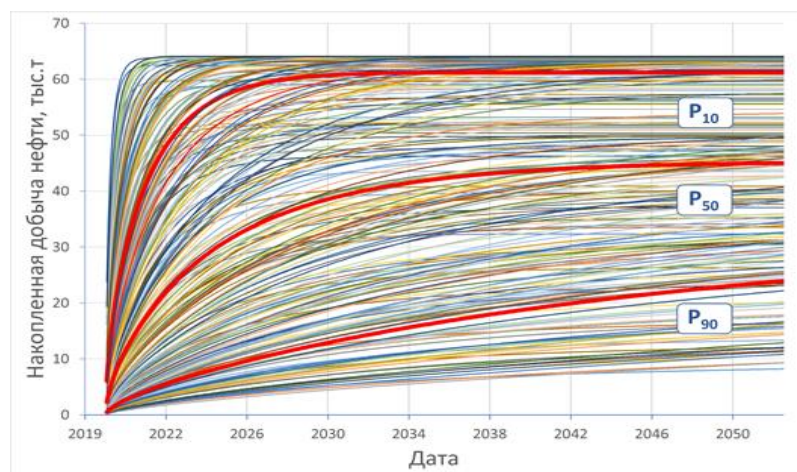


Рис. 6. Результат многовариантного расчета секторной геолого-гидродинамической модели исследуемого объекта (подход №2)

Полученные в обоих подходах результаты были проанализированы и сведены к основным параметрам, таким как начальный дебит, удельная добыча на 1 метр нефтенасыщенной толщины, темпы падения, прогнозируемая величина коэффициента извлечения нефти (КИН) для сравнения их с данными фактической работы скважин на разрабатываемых пластах-аналогах региона. Лучшую сходимость показали результаты расчетов подхода «от разработки к геологии», который и был выбран авторами как итоговый. Результаты расчета, а также основные показатели разработки в сравнении

с показателями пластов-аналогов региона приведены на рис. 7 и в табл.2.

Профили добычи были заложены в финансово-экономическую модель. На ее основе для всех трех вариантов были получены значения минимально рентабельных толщин (в геологической реализации P₉₀ их не оказалось), в пределах которых размещался фонд проектных скважин, из чего далее были рассчитаны суммарные профили по объекту (рис. 8). Совокупность полученных данных и показателей легли в основу принятия решения по перспективности нового актива.

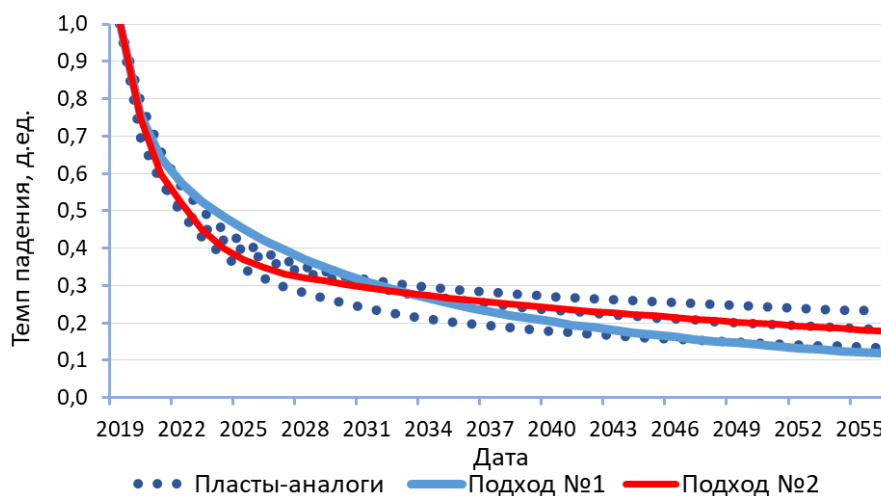


Рис. 7. Сравнительный график темпов падения добычи нефти по пластам-аналогам (месторождения Западной Сибири) и при подходах 1 и 2 на исследуемом объекте

Таблица 2

Основные показатели разработки

Подход	Показатели разработки			
	Накопленная добыча нефти, млн т	КИН, д. ед.	Удельная добыча нефти на скважину, тыс. т	Стартовый дебит
I – «от геологии к разработке»	28	0,1	105	132
II – «от разработки к геологии»	33	0,11	110	170
По пластам-аналогам	-	-	-	180

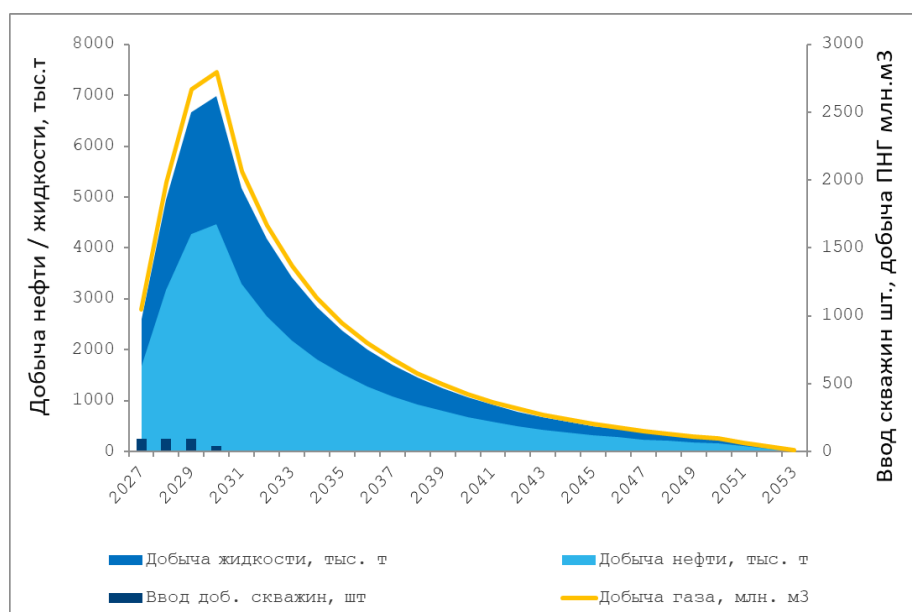


Рис. 8. Основные показатели разработки и суммарный профиль добычи нефти для одного из вариантов разработки исследуемого объекта (подход 2 «от разработки к геологии»)

Выводы

Рассмотрены подходы к определению перспективности разработки месторождений нефти и газа Западной Сибири в условиях низкой изученности объектов и крайней нехватки информации.

Проанализированы два варианта оценки, условно названные «подходом от геологии к разработке» и «подходом от разработки к геологии», основное различие которых – обоснование и увязка геологических параметров и характеристик разработки посредством PVT-свойств флюида.

Полученные результаты позволяют резюмировать, что более корректным из рассмотренных является подход «от разработки к геологии», позволяющий комбинировать наиболее значимые параметры разработки и геологии для учета имеющейся информации.

Использование такого способа в качестве дополнительного инструмента геолого-гидродинамического моделирования с опцией многовариантных расчетов позволяет учесть большее количество параметров и неопределенностей, тем самым повышает степень уверенности в полученном результате.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. *Картвелишвили В.М., Свиридова О.А.* Риск-менеджмент. Методы оценки риска: Учеб. пособие. М.: РЭУ им. Г. В. Плеханова, 2017. 120 с.
2. Система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов / Пер. с англ. Ю.Е. Агеева; под ред. Б.Н. Аронштейн. М.: Государственная комиссия по запасам РФ, 2007. 63 с.
3. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477: Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р (ред. от 19.04.2018). <https://docs.cntd.ru/document/420341279>

The finding stage: approaches to assessing prospective exploitation of sites in conditions of low exploration

M.S. Kosmacheva ^{1*}, G.N. Vorobyeva ¹, R.A. Rybakov ¹, S.S. Ostapchuk ²

1 – Gazpromneft Science & Technology Center LLC, St. Petersburg, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *m.kosma4eva@yandex.ru

Abstract. Currently, the study of geological structure of oil and gas fields, as well as development design and assessment of the potential asset are in most cases carried out under conditions of extreme information scarcity.

As part of the work to determine the development potential of one of the fields in Western Siberia, an analytical calculation of production profiles was carried out. Previous experience suggests that geological aspects and mining data are often investigated separately, which subsequently leads to a contradiction of the obtained results. Two assessment scenarios are considered, conventionally called the “approach from geology to development” and the “approach from development to geology”, the main difference being the approach to justifying and relating geology and development parameters through the PVT properties of the fluid.

The results of the experiment allow us to conclude that the “from development to geology” approach is more correct, which allows combining the most significant parameters of development and geology.

Keywords: evaluation of prospects, low level of study, development of oil fields, geological modeling, geological and hydrodynamic model, development parameters, multivariate calculations.

Citation: Kosmacheva M.S., Vorobyeva G.N., Rybakov R.A., Ostapchuk S.S. The finding stage: approaches to assessing prospective exploitation of sites in conditions of low exploration // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 27–35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art3> (In Russ.).

References

1. *Kartvelishvili V.M., Sviridova O.A.* Risk management. Methods of risk assessment: Textbook. Moscow: Plekhanov Russian University of Economics, 2017. 120 p. (In Russ.).
2. Resource and reserve management system for liquid, gaseous and solid hydrocarbons / Transl. from Eng. by Yu.E. Ageev; ed. by B.N. Aronshtein. Moscow: State Reserves Commission, 2007. 63 p. (In Russ.).
3. On approval of methodological recommendations on the application of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases, approved by the Order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation of 01.11.2013 No. 477: Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation of 01.02.2016 No. 3-r (ed. 19.04.2018). <https://docs.cntd.ru/document/420341279> (In Russ.).