

А. И. Седых¹✉, Л. В. Маркович¹, А. Н. Козырев¹

Обоснование параметров оценки локализованных ресурсов терригенного комплекса центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: shanginaan@ipgg.sbras.ru

Аннотация. На основании анализа данных государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации были построены распределения залежей нефти и газа терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по открытой пористости, пластовому давлению и температуре, площади нефтегазоносности, нефтегазонасыщенным толщинам, по коэффициентам нефтегазонасыщенности.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, оценка ресурсов, нефть, свободный газ

A. I. Sedykh¹✉, L. V. Markovich¹, A. N. Kozyrev¹

Assessment parameters for localized resources of the terrigenous complex in the central and southern regions of the Lena-Tunguska oil and gas province.

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: shanginaan@ipgg.sbras.ru

Abstract. Based on the official materials oil and gas reservoir distribution by opened porosity, reservoir pressure and temperature, oil-bearing area, oil-saturated thickness, oil saturation factor, gas-bearing area, and gas-saturated thickness has been developed for the Vendian-Lower Cambrian terrigenous complex.

Keywords: Eastern Siberia, Lena-Tunguska oil and gas province, resource assessment, oil, free gas

Введение

Настоящее исследование направлено на обоснование подсчетных параметров при оценке локализованных ресурсов венд-нижнекембрийских комплексов Лено-Тунгусской НГО.

Согласно «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013, ресурсы категории D_0 выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в невоскрытых бурением возможно продуктивных пластах открытых месторождений, к локализованным ресурсам категории $D_{\text{л}}$ относят ресурсы нефти, газа и конденсата возможно продуктивных пластов в ловушках, выявлен-

ных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью [Классификация запасов..., 2013; Комаров, 2023]. В большинстве случаев оценка ресурсов категории D_0 и D_L выполняется объемным методом.

Сущность объемного метода заключается в подсчете запасов или локализованных ресурсов нефти или свободного газа в насыщенных ими объемах пустотного пространства коллекторов (объемах залежей), приведенных к стандартным условиям. Для свободного газа это пересчет к давлению 0.1013 Мпа и температуре 20 °С, фактически выполняемый с учетом уравнения Ван-дер-Ваальса для неидеального газа. Для нефти приведение к нормальным условиям выполняется через пересчетный коэффициент, учитывающий усадку объемов нефти, содержащих в пластовых условиях растворенный газ и дегазированных применительно к стандартным условиям, а также плотность нефти в стандартных условиях [Гутман, Саакян, 2017].

Обычно коэффициенты объемной формулы обосновываются по результатам геолого-геофизических исследований смежных с объектом оценки залежей. При наличии представительной выборки залежей в исследуемом нефтегазоносном комплексе возможен альтернативный подход, при котором коэффициенты задаются через вероятностные распределения.

Методы и материалы исследования

Объектом исследования являлись залежи венд-нижнекембрийского терригенного комплекса. По материалам Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации проанализированы данные по 57 месторождениям (Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край), которые включают в себя 341 залежей в пределах венд-нижнекембрийского терригенного комплекса. Оценены распределения залежей по открытой пористости, пластовому давлению и температуре, площади нефтеносности, нефтенасыщенной толщине, по коэффициенту нефтенасыщенности, по площади газоносности, по газонасыщенной толщине.

Результаты

Согласно выполненным построениям наиболее вероятное (часто встречающееся) значение открытой пористостью находится в диапазоне от 0.11 до 0.13%. В целом открытая пористость варьирует в диапазоне 0.05 до 0.21% соответственно (рис. 1)

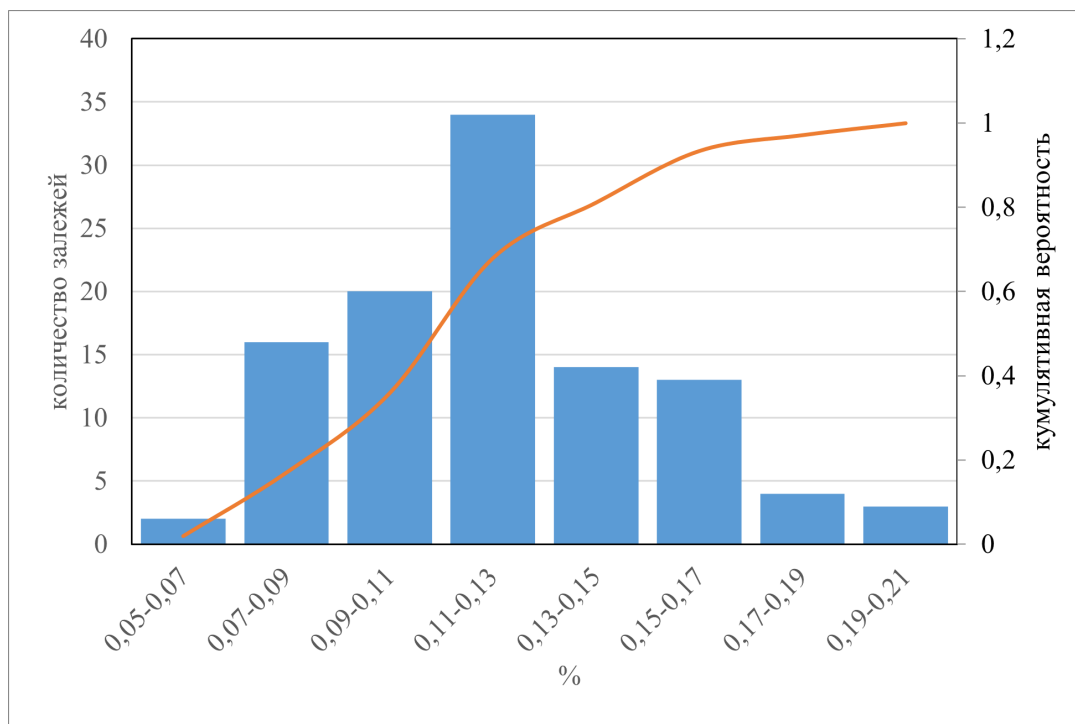


Рис 1. Распределение залежей нефти терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по открытой пористости

Наиболее вероятная площадь нефтеносности варьирует от 2 до 4 тыс м² (рис. 2).

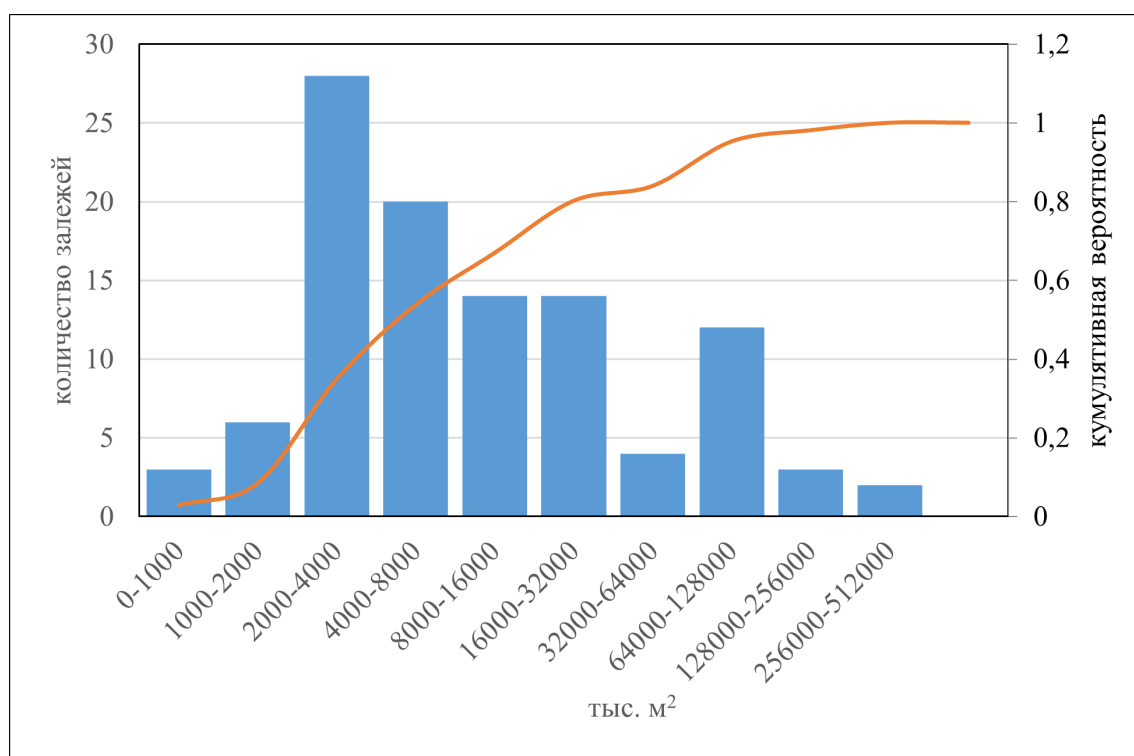


Рис. 2. Распределение залежей нефти терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по площади нефтеносности (логарифмическая шкала)

Часто встречающееся значение нефтенасыщенной толщины 3-5 метров (рис 3).

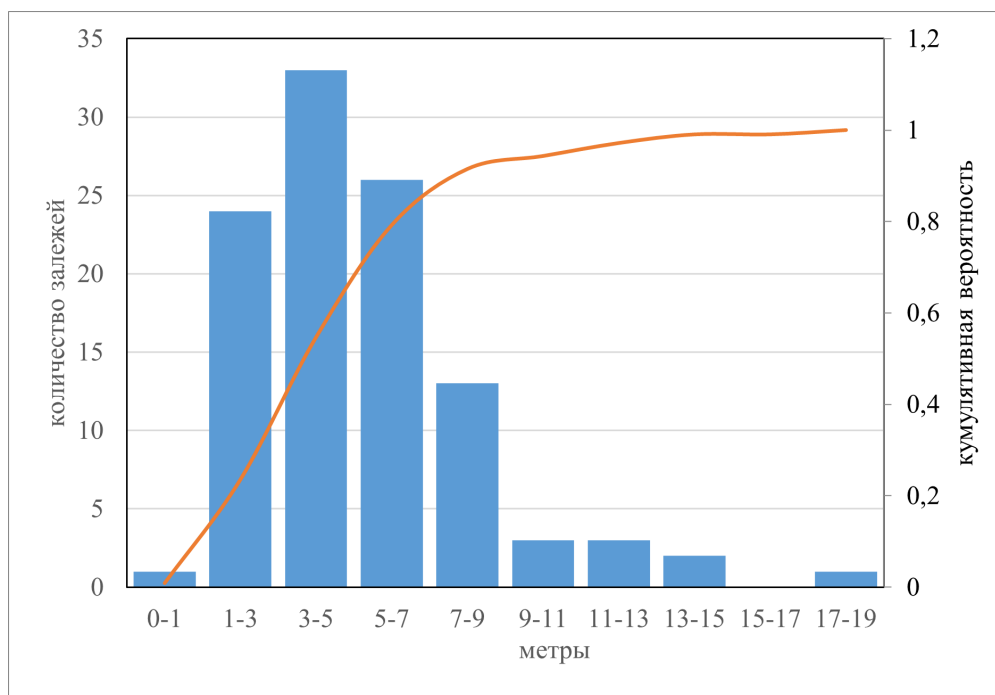


Рис. 3. Распределение залежей нефти терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по нефтенасыщенной толщине

Наиболее вероятное (часто встречающееся) значение коэффициента нефтенасыщенности имеет составляет 0.8 (рис. 4).

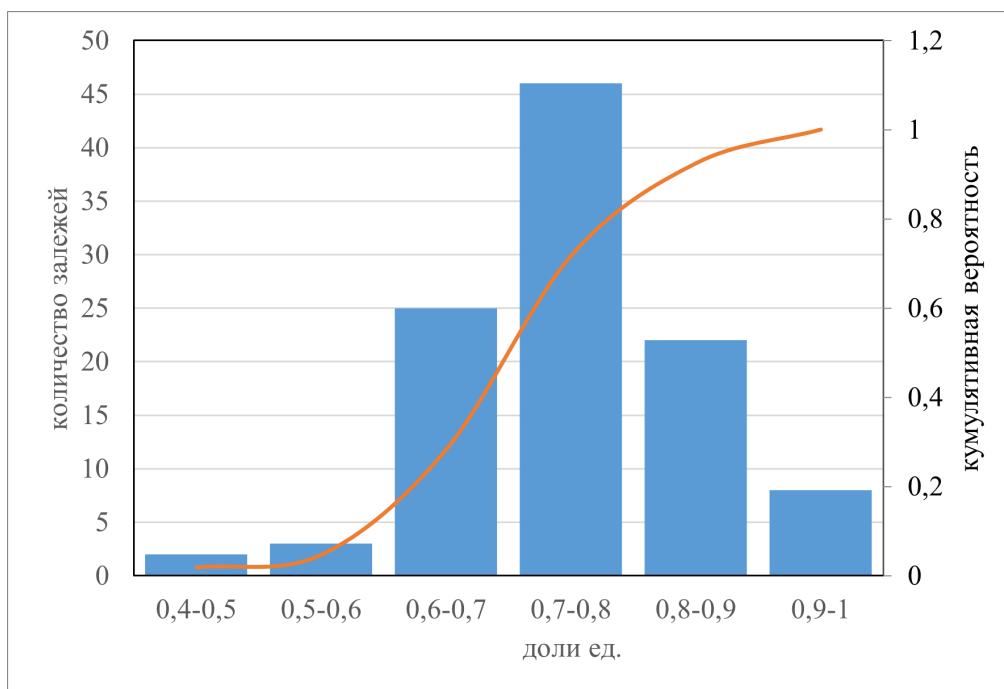


Рис. 4. Распределение залежей нефти терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по коэффициенту нефтенасыщенности

Наиболее вероятная площадь газоносности составляет 8-16 тыс м² (рис 5).

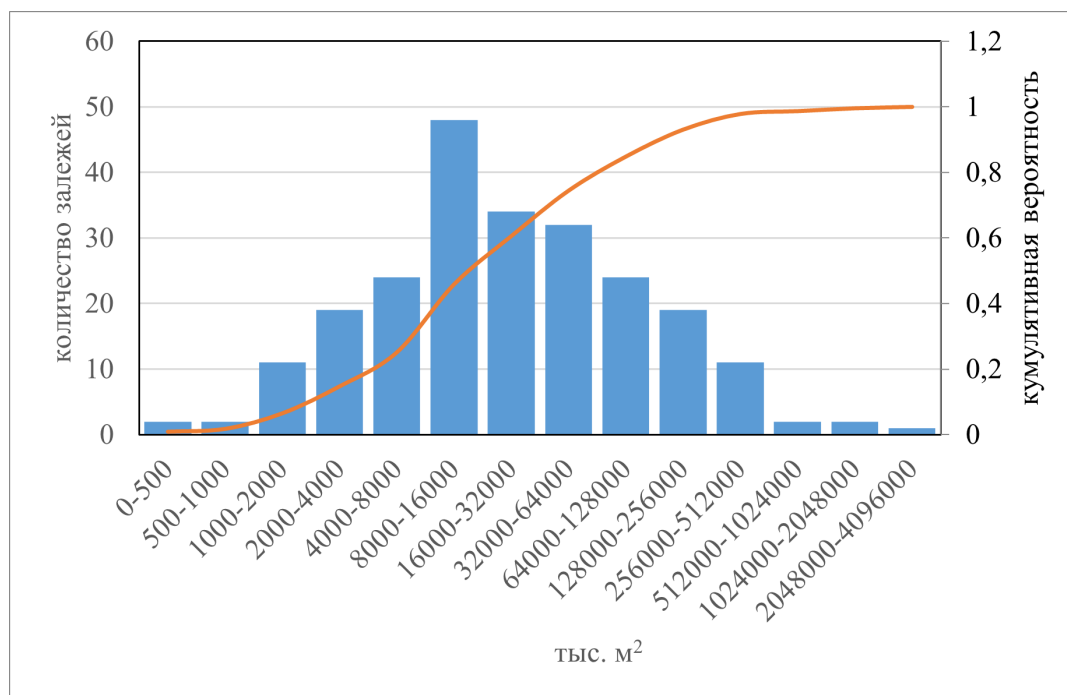


Рис. 5. Распределение залежей свободного газа терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по площади газоносности (логарифмическая шкала)

Наиболее вероятная газонасыщенная толщина составляет 4-8 м (рис. 6).

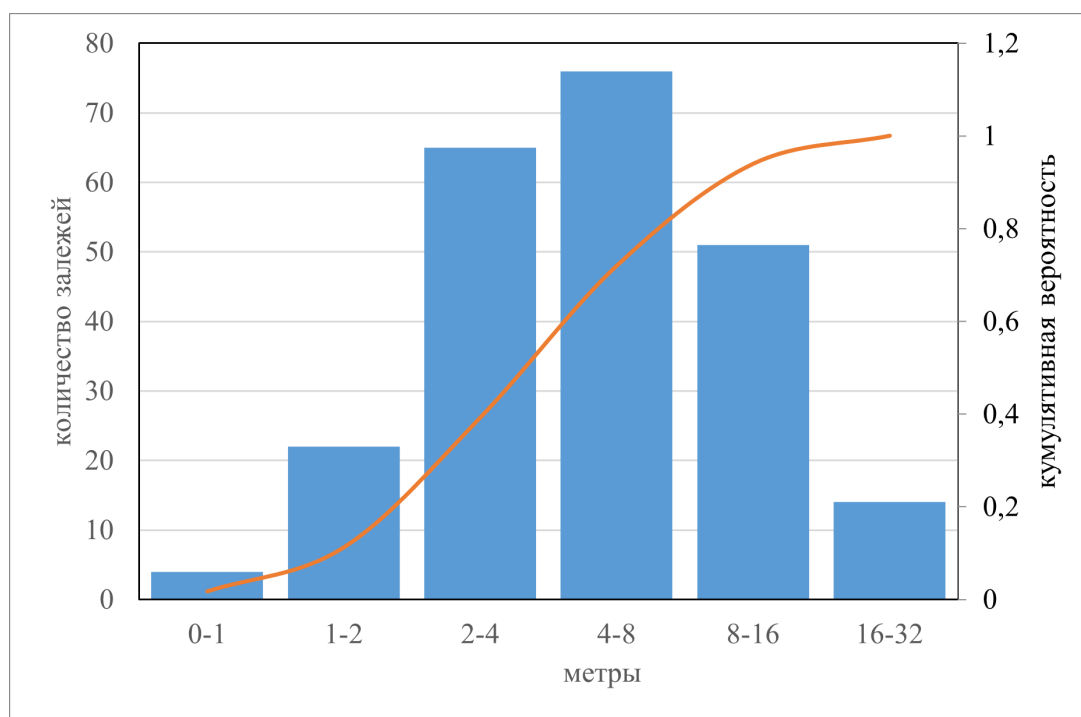


Рис. 6. Распределение залежей свободного газа терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по газонасыщенной толщине (логарифмическая шкала)

Наиболее вероятное (часто встречающееся) значение открытой пористостью находится в диапазоне от 0.11 до 0.14 (рис. 7).

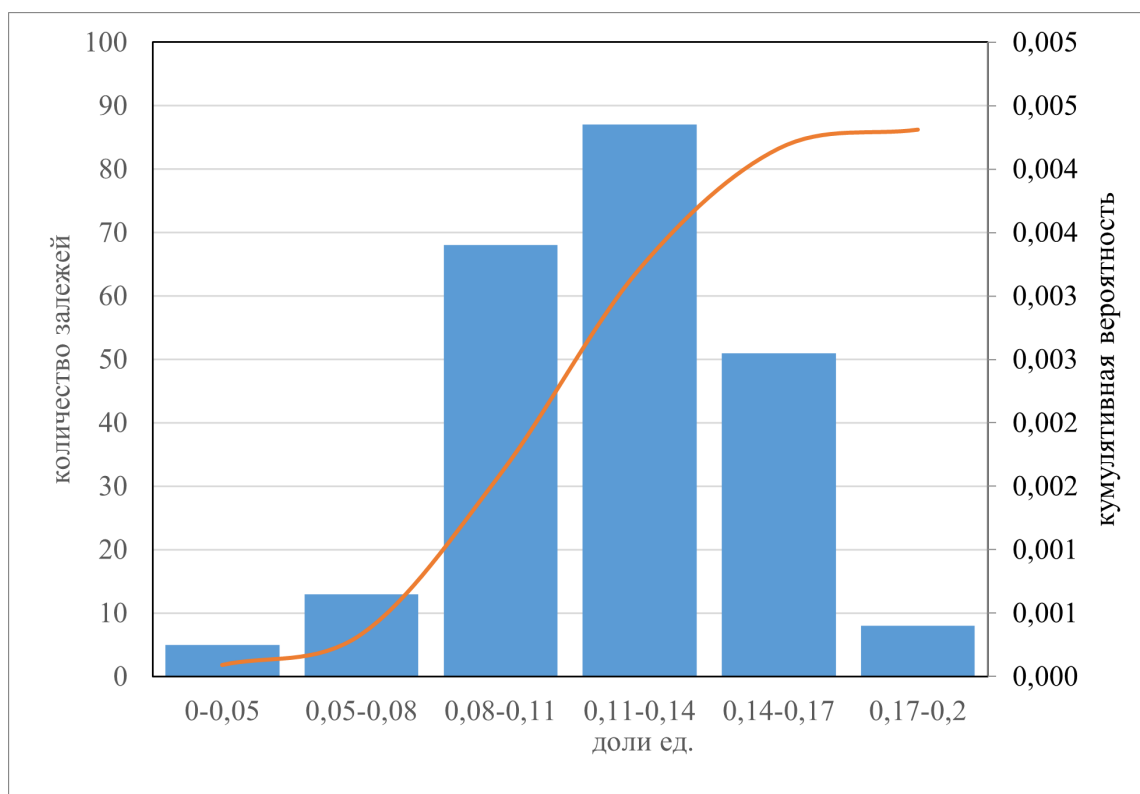


Рис. 7. Распределение залежей свободного газа терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по открытой пористости

Проанализированы физические свойства залежей свободного газа. Пластовое давление варьирует в пределах 10-35 МПа*с. Наибольшее количество залежей характеризуются значением 10-15 МПа*с (рис. 8).

Пластовые температуры меняются в широком диапазоне 3-63°C (рис. 9). Наибольшее число залежей находятся в пределах 3-13°C.

Наиболее часто встречающееся значение газонасыщенности составляет 0.8 (рис. 10).

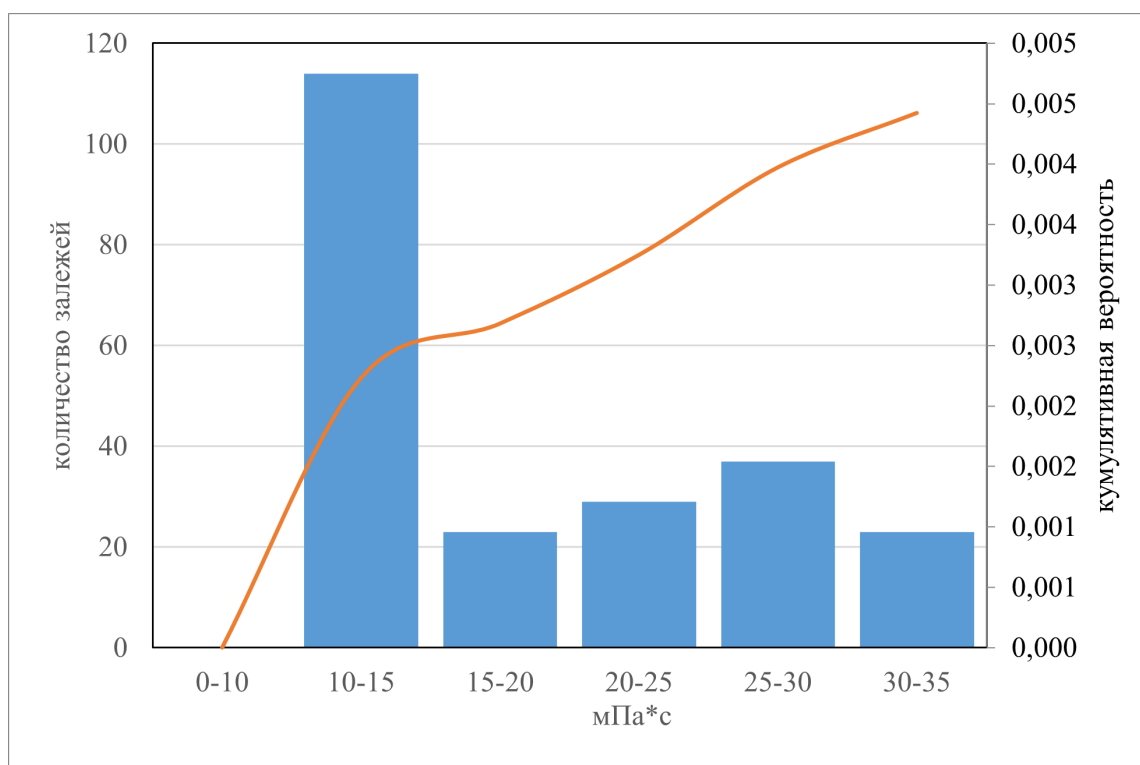


Рис. 8. Распределение залежей свободного газа терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по пластовому давлению

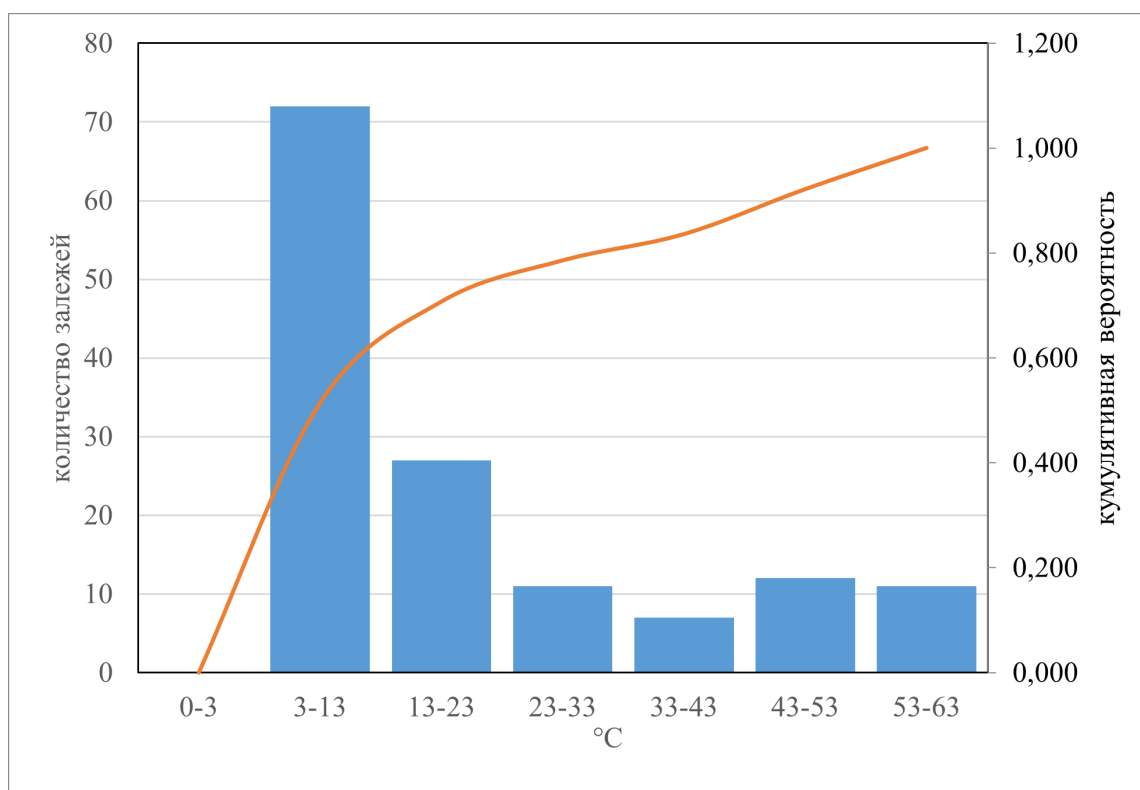


Рис. 9. Распределение залежей свободного газа терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по пластовой температуре

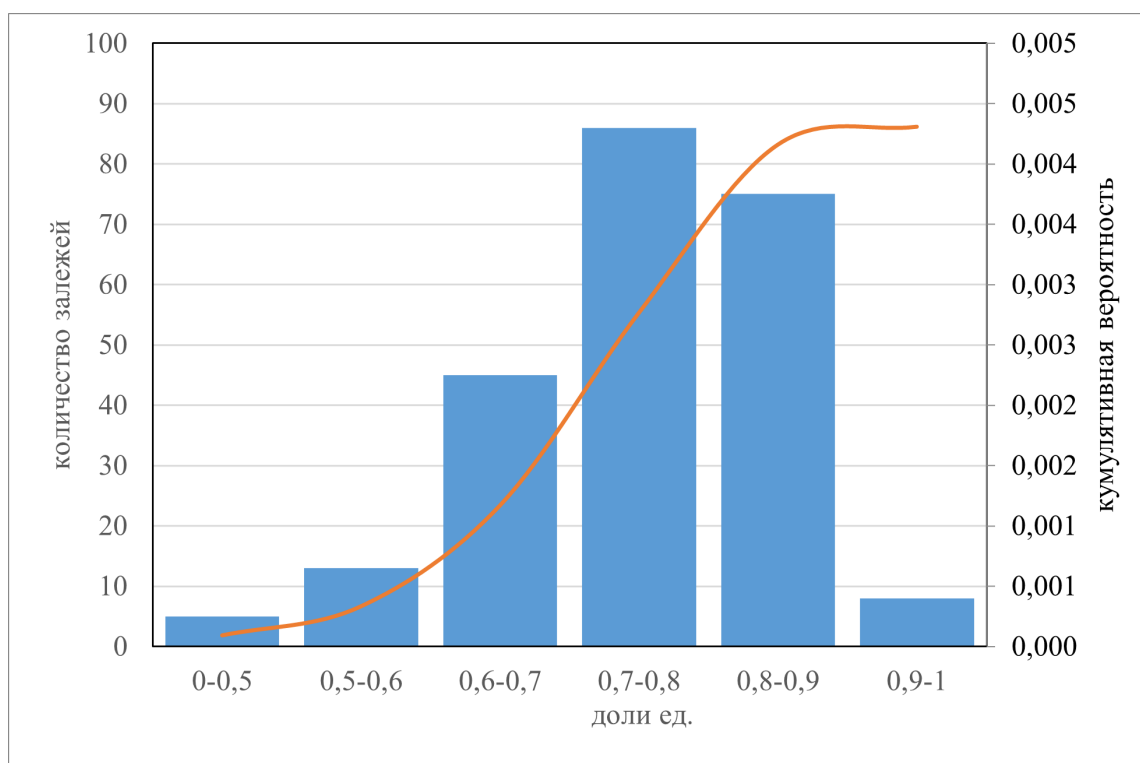


Рис. 10. Распределение залежей свободного газа терригенного комплекса венда-нижнего кембрия по газонасыщенности

Заключение

Таким образом сформирован набор эмпирических вероятностных распределений подсчетных параметров, которые могут использоваться при оценке локализованных ресурсов венд-нижнекембрийского комплекса центральных и южных районов Лено-Тунгуской нефтегазоносной провинции.

Работа выполнена в рамках темы FWZZ-2026-0045 Государственной программы ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гутман И. С., Саакян М.И., Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа. – М. – Недра, 2017 – 336с.
2. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.
3. Комаров, А. Ю. Оценка локализованных ресурсов малоизученных регионов: применение стохастического метода и его особенности / А. Ю. Комаров // Состояние и перспективы ГРП на нефть и газ на континентальном шельфе Российской Федерации : СБОРНИК ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ, Санкт-Петербург, 01–02 июня 2023 года. Том Выпуск 2. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга», 2023. – С. 31-32. – EDN FZLJXC.

© А. И. Седых, Л. В. Маркович, А. Н. Козырев, 2026