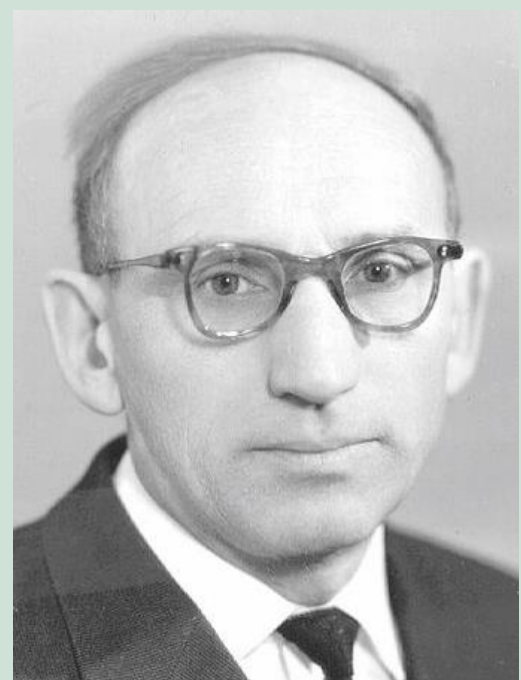




к 115-летию
академика АН СССР и РАН
А.А. Трофимука



и 105-летию
заслуженного деятеля науки РСФСР
В.С. Вышемирского

Всероссийская научная конференция АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, ГЕОХИМИИ И ГЕОФИЗИКИ НЕФТИ И ГАЗА

ПАРАМЕТРЫ ОЦЕНКИ ЛОКАЛИЗОВАННЫХ РЕСУРСОВ КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ВЕНДА-НИЖНЕГО КЕМБРИЯ ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

А.Н. Седых¹, А.Н. Козырев¹, Л. М. Бурштейн¹

¹ – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука
Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)
E-mail: shanginaan@ipgg.sbras.ru
Телефон: +79139533017

Аннотация. На основании анализа актуальных данных Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации установлены эмпирические частотные распределения подсчетных параметров (открытой пористости, пластового давления, температуры, нефтегазонасыщенной толщины, коэффициента нефтенасыщенности и т.д.) объемного метода оценки ресурсов нефти и свободного газа категории D₀ и D_n венд-кембрийского карбонатного комплексов центральных и южных районов Лено-Тунгусской провинции.

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

Введение

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

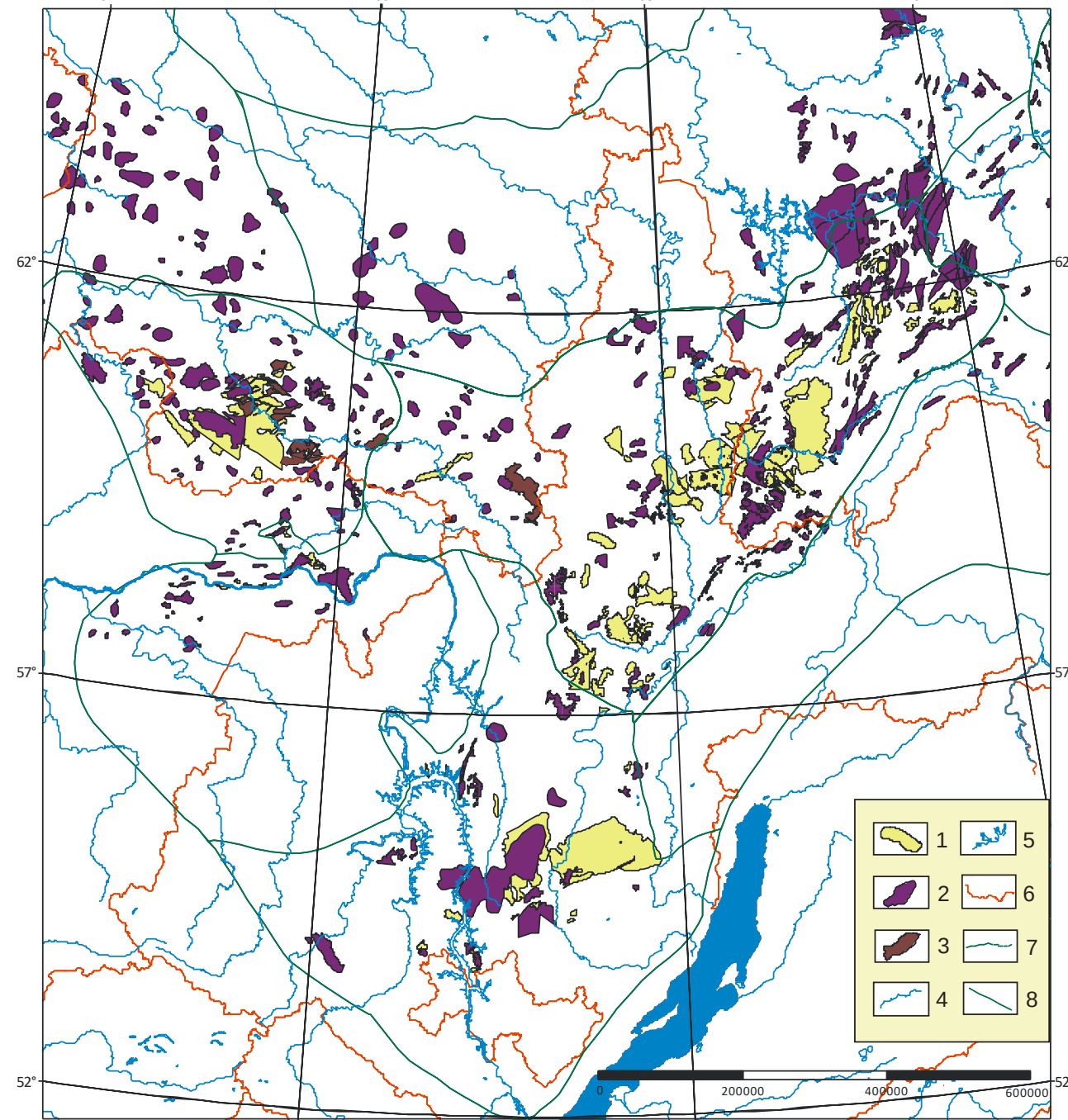


Схема размещения месторождений, выявленных и подготовленных локальных объектов южных и центральных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции протерозойско-палеозойских комплексов

Условные обозначения: 1 – месторождения, 2 – локальные объекты, 3 – локальные объекты, ресурсы которых не учтены в государственном балансе, 4 – реки, 5 – береговая линия, 6 – административные границы, 7 – контуры НГО, 8 – контуры НГП

В соответствии с «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013, ресурсы категории D₀ выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в нескрытых бурением возможно продуктивных пластах открытых месторождений, к локализованным ресурсам категории D_n относят ресурсы нефти, газа и конденсата возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных 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 D₀ и D_n 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-Вальса 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].

Геологические запасы нефти (Q_n) в тоннах рассчитываются по формуле:

$$Q_n = F \times h \times m \times K_n \times \rho \times \Theta$$

Где:

Q_n – геологические запасы нефти, т.

F – площадь нефтеносности, м²

h – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м

m – коэффициент открытой пористости (доли ед.)

K_n – коэффициент нефтенасыщенности (доли ед.)

ρ – плотность нефти в пластовых условиях, т/м³

Θ – пересчетный коэффициент (Θ = 1/b, где b — объемный коэффициент нефти, переводящий объем из пластовых условий в поверхностные)

Геологические запасы свободного газа (Q_г) в кубических метрах (м³) рассчитываются по формуле [Гутман, 1988]:

$$Q_g = F \times h_g \times m \times K_g \times P_{пл}/P_{ст} \times T_{ст}/T_{пл} \times 1/Z$$

Где:

Q_г – геологические запасы газа, (м³) (при стандартных условиях)

F – площадь газонаосности, (м²)

h_г – средняя эффективная газонасыщенная толщина, (м)

m – коэффициент открытой пористости (доли ед.)

K_г – коэффициент газонасыщенности (доли ед.)

P_{пл}, P_{ст} – пластовое и стандартное давление

T_{ст}, T_{пл} – пластовая и стандартная температура

Z – коэффициент сжимаемости газа (учитывает отклонение от закона идеального газа)

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 карбонатного комплекса Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. 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 288 залежей в пределах венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса. Оценены распределения залежей по открытой пористости, пластовому давлению и температуре, по нефтенасыщенной толщине, по коэффициенту нефтенасыщенности, по площади газонаосности, по газонасыщенной толщине.

Список литературы

- Гутман И. С., Методы подсчета запасов нефти и газа. - М. – Недра, 1985 – 223с.
- Гутман И. С., Саакян М.И., Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа. - М. – Недра, 2017 – 336с.
- Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.
- 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.

Результаты

Согласно выполненным построениям, наиболее вероятное (часто встречающееся) значение открытой пористости находится в диапазоне от 7 до 9 %. В целом открытая пористость варьируется в диапазоне от 1 до 17 % соответственно (рис. 1а). Модальные значения площади нефтеносности находятся в диапазоне от 8 до 32 тыс м² (рис. 1б). Модальные значения нефтенасыщенной толщины 4-7 м (рис 1в). Часто встречающееся значение коэффициента нефтенасыщенности составляет 0.8 (рис. 1г). Модальные значения газонасыщенной толщины находятся в диапазоне 1-6 м (рис. 1д). Наиболее вероятное (часто встречающееся) значение открытой пористости находится в диапазоне от 0.095 до 0.125 (рис. 1е).

Также проанализированы физические свойства залежей свободного газа: размах выборки пластового давления 5-35 МПа, модальные значения находятся в диапазоне 15-20 МПа (рис. 1ж), пластовые температуры меняются в широком диапазоне 7-57 °С (рис. 1з). Наибольшее число залежей находятся в пределах 7-17 °С

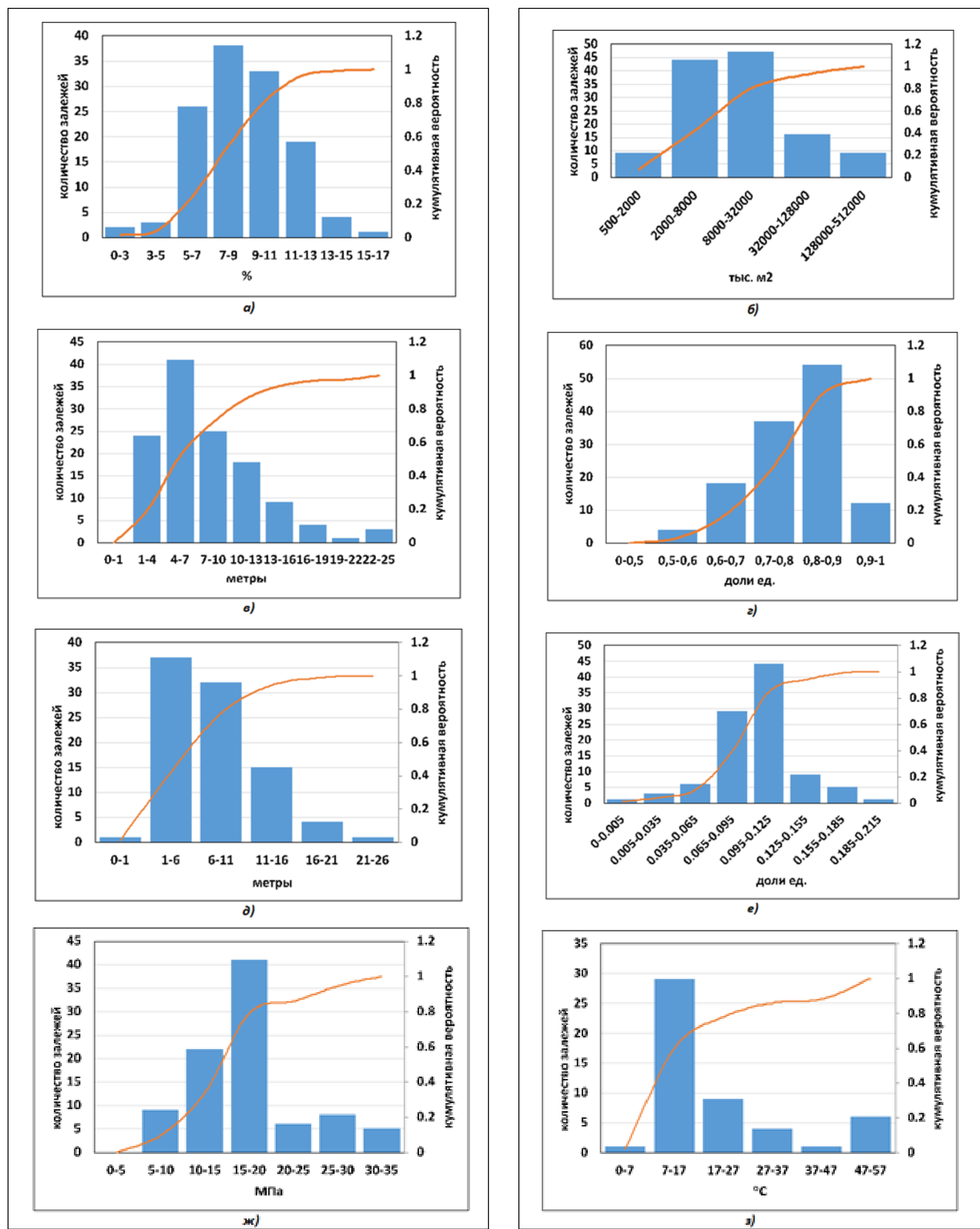


Рисунок 1. Эмпирические распространения характеристик скоплений нефти и газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Условные обозначения: а) распределение залежей нефти карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по открытой пористости, б) распределение залежей нефти карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по площади нефтеносности (логарифмическая шкала), в) распределение залежей нефти карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по нефтенасыщенной толщине, г) распределение залежей нефти карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по коэффициенту нефтенасыщенности, д) распределение залежей свободного газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по газонасыщенной толщине, е) распределение залежей свободного газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по открытой пористости, ж) распределение залежей свободного газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по пластовому давлению, з) распределение залежей свободного газа карбонатного комплекса венда-нижнего кембрия по пластовой температуре.

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-Тунгусской нефтегазоносной провинции.