

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 02.09.2025 г.

Принята к публикации 30.09.2025 г.

EDN: OETYNB

УДК 553.98.044:51:004.9(571.121)

Пустовой Д.А., Хафизов С.Ф.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Москва, Россия, pustovoy.da@mail.ru, khafizov@gubkin.ru

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА УГЛЕВОДОРОДОВ ЯМАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРЕТО

Представлена оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья Ямальской нефтегазоносной области с использованием методов количественного моделирования распределения залежей по крупности. Основой расчетов стало применение модифицированного метода распределения Парето, адаптированного к условиям геологоразведочного фильтра. Проведено сопоставление с фактическими данными государственного баланса запасов. Выявлены наиболее перспективные нефтегазоносные комплексы, в частности апт-альб-сеноманские и юрские отложения, обладающие высоким потенциалом прироста ресурсов. Модель позволила определить распределение неоткрытых ресурсов по интервалам крупности, что может быть использовано для планирования геологоразведочных работ и стратегического управления сырьевой базой углеводородов.

***Ключевые слова:** ресурсный потенциал углеводородов, метод распределения Парето, планирование геологоразведочных работ, Ямальская нефтегазоносная область.*

Для цитирования: Пустовой Д.А., Хафизов С.Ф. Количественная оценка ресурсного потенциала Ямальской нефтегазоносной области с применением модели распределения Парето // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/36_2025.html EDN: OETYNB

Введение

Ямальская нефтегазоносная область (НГО) занимает ключевое место в Западно-Сибирском регионе и стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации. В условиях истощения легкодоступных ресурсов и стабилизации добычи на зрелых месторождениях Западной Сибири особое значение приобретает углубленная оценка остаточного и прогнозного потенциала труднодоступных и малоизученных территорий, включая п-ов Ямал.

На текущем этапе Ямальская НГО является крупнейшим центром добычи природного газа и перспективным районом наращивания нефтяной базы. Однако высокая степень разведанности основных месторождений в сочетании с ростом геолого-технологической сложности новых объектов требуют пересмотра подходов к оценке перспектив геологоразведочных работ (ГРП).

Для объективного планирования и обоснования программ освоения недр необходима

количественная модель, отражающая реальную структуру ресурсной базы и прогнозирующая потенциальное количество и крупность еще невыявленных залежей. Особенно актуальны в этой связи методы математического моделирования, опирающиеся на вероятностные распределения размеров залежей, в частности - усеченное распределение Парето.

Целью настоящей работы является оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья п-ова Ямал с применением методов количественного моделирования структуры залежей, а также анализ перспектив развития ГРП для поддержания и восполнения текущих уровней добычи нефти и газа в регионе.

Объект исследования

Ямальская НГО представляет собой один из крупнейших и стратегически значимых углеводородных регионов Российской Федерации и всего мира. П-ов Ямал характеризуется исключительно высоким минерально-сырьевым потенциалом, охватывая порядка 43% всех запасов газа, 41% запасов газового конденсата и 1,3% запасов нефти среди разрабатываемых и разведанных месторождений Западной Сибири.

Разработка углеводородных ресурсов осуществляется в экстремальных природно-климатических условиях, требующих применения передовых технологий разведки, бурения и транспортировки. На сегодняшний день активная эксплуатация крупнейших месторождений - Бованенковского, Харасавэйского, Тамбейского и других - сочетается с расширением геологоразведочной деятельности в слабоизученных районах, в том числе с акцентом на нераскрытые ловушки, глубокозалегающие горизонты и нетрадиционные типы коллекторов.

Газовая составляющая ресурсной базы Ямальской НГО весьма концентрирована: семь крупнейших месторождений (Тамбейское, Бованенковское, Крузенштернское, Харасавэйское, Салмановское (Утреннее), Малыгинское и Южно-Тамбейское) аккумулируют около 85% всех балансовых запасов газа, обеспечивая основу текущей и перспективной добычи.

Что касается нефти, на государственном балансе в пределах Ямальской НГО зарегистрированы запасы по девяти месторождениям.

Ведущее положение по нефтяному потенциалу занимает Новопортовское месторождение. Вторую позицию занимает Ростовцевское месторождение. Тамбейское месторождение замыкает тройку лидеров по объему запасов.

Менее крупные, но перспективные месторождения - Арктическое, Нейтинское, Салмановское (Утреннее), Среднеямальское и Нурминское - характеризуются более скромными объемами запасов, однако могут представлять интерес в контексте прироста ресурсов, особенно при условии успешного опоскования зон с высокой долей оценочных категорий.

Методы

В рамках настоящего исследования для количественной оценки структуры ресурсной базы углеводородов Ямальской НГО проанализированы и частично адаптированы методы, предложенные ведущими отечественными специалистами в области математического моделирования геологических систем.

В.И. Шпильман является одним из первых исследователей, применивших распределение Парето для моделирования распределения залежей по величине запасов. В 1970-х гг. он начал использовать данный подход, а в 1992 г. под его руководством китайский геолог Цзинь Чжи Цзюнь защитил в Московском институте нефти и газа им. И.М. Губкина диссертацию, в которой представлена универсальная формула, лишённая эмпирических коэффициентов. Уже в следующем году формула опубликована с примерами применения на материалах Среднеобской, Надым-Пурской и Приуральской НГО Западной Сибири [Шпильман, Цзинь, 1993]. Как подчёркивали авторы, «впервые получен единый закон распределения, описывающий не только любые разведочные выборки, но и генеральную совокупность». В отличие от предыдущих подходов, которые описывали распределение залежей в рамках одного бассейна или класса объектов, новая модель позволяла учитывать как бассейн в целом, так и его отдельные части - НГО и нефтегазоносные комплексы (НГК). Один из авторов данной статьи принимал активное участие в разработке указанного метода.

В дальнейшем, в рамках настоящего исследования для количественной оценки структуры ресурсной базы углеводородов Ямальской НГО проанализированы и частично адаптированы методы, предложенные ведущими отечественными специалистами в области математического моделирования геологических систем [Конторович, 2025; Лившиц, 2023, 2022, 2021, 2020, 2019; Конторович и др., 2021; Бурштейн, 2006]. Эти подходы базируются на применении усечённого распределения Парето, используемого для моделирования закономерностей распределения залежей по крупности, а также для прогноза количества и характеристик невыявленных объектов.

Классический метод, применяемый Конторовичем и его школой, опирается на прямое распределение Парето и предполагает, что известные залежи составляют репрезентативную выборку всей совокупности потенциальных объектов. Однако в условиях действия геологоразведочного фильтра, при котором выявляются преимущественно наиболее крупные и локализованные объекты, выборка оказывается смещённой и не полностью отражает реальную структуру ресурсной базы.

Ввиду этого в работе принято решение использовать обратное распределение Парето, которое моделирует зависимость ресурсоотдачи от размера залежи, не исходя из аппроксимации уже выявленных, а из целевой величины начальных суммарных ресурсов

(НСР). Такой подход:

- позволяет строить интегральную модель, в которой задается общий ресурсный потенциал, а распределение осуществляется по интервалам крупности;
- устойчив к отсутствию репрезентативной выборки и минимизирует искажения, связанные с несовершенством геологоразведочного охвата;
- более гибок в реализации, включая возможность задания минимального порога учета залежей (θ_0) и учета ограничений по максимальной залежи (θ_m);
- дает возможность варьировать параметры β и проводить чувствительный анализ структуры залежей в пределах НСР.

Обратное распределение Парето (под данным термином рекомендуется понимать распределение, в котором моделируется интегральное убывание по размеру, с априорно заданной совокупной массой НСР) используется для моделирования убывающей плотности вероятности распределения объемов залежей, ограниченной слева и справа - в пределах минимального (θ_0) и максимального (θ_m) значений запасов. Обобщенный вид функции плотности распределения для интервала $[\theta_0, \theta_m]$ имеет вид:

$$f(x) = \frac{(\theta_{max} - x)^\beta}{(\theta_{max} - \theta_{min})^\beta}, \theta_{min} \leq x \leq \theta_{max} \quad (1),$$

где x - запасы отдельной залежи; θ_{min} и θ_{max} - соответственно минимальное и максимальное значение запасов в выборке; β - параметр формы (распределения), отражающий степень концентрации ресурсов в крупных объектах.

Ключевым параметром, определяющим форму обратного распределения Парето, является β - показатель структуры распределения ресурсов углеводородов по крупности залежей. Он отражает, насколько равномерно или, напротив, концентрированно распределены ресурсы между крупными и мелкими объектами. Низкие значения β свидетельствуют о доминировании крупных залежей, в то время как высокие значения указывают на значительную долю мелких объектов в общей ресурсной массе.

В данном исследовании оценка параметра β производилась на основе фактических данных о запасах нефти и газа по залежам, зафиксированных в Государственном балансе запасов РФ. Эти данные включают величины начальных извлекаемых запасов углеводородов по каждой залежи.

Процедура оценки β включала следующие шаги:

1. Сортировка залежей по убыванию объема запасов (ранжирование).
2. Построение логарифмической зависимости между объемом запаса залежи и ее рангом. В координатах $\ln(\text{ранг}) - \ln(\text{запас})$ эта зависимость аппроксимируется прямой линией, что соответствует предпосылкам модели Парето.

$$\lg(R) = a - \beta \cdot \lg(X) \quad (2),$$

где R - ранжированное значение запаса залежи, X - ранг по убыванию.

3. Расчет наклона прямой линии регрессии и последующее вычитание единицы для получения значения β , что соответствует преобразованию из функции распределения в функцию плотности.

Этот способ позволяет получить оценку параметра β , основанную на реальных геологических данных, а не на моделируемой или априорно предполагаемой структуре. Таким образом, модель адаптируется под конкретный нефтегазоносный бассейн (в данном случае - Ямальскую НГО), отражая его геолого-генетические особенности и фактическую структуру выявленных ресурсов.

Полученное значение β затем используется для построения прогнозной модели распределения всего суммарного ресурса (например, категорий D₁ и D₂) по диапазонам запасов залежей в рамках имитационной модели.

Таким образом, метод обратного распределения Парето позволяет адекватно смоделировать полную популяцию залежей углеводородов при известной величине суммарных ресурсов, что особенно важно в слаборазведанных, но потенциально богатых бассейнах, каковым является п-ов Ямал.

Результаты

В пределах Ямальской НГО учтены значительные объемы извлекаемых запасов углеводородов по категориям A+B₁+B₂+C₁+C₂. Проведенный анализ позволил выделить наиболее перспективные НГК и стратиграфические уровни, характеризующиеся максимальными объемами запасов.

Газовая составляющая углеводородного потенциала Ямальской НГО характеризуется предельной концентрацией запасов в крупнейших и гигантских месторождениях (табл. 1).

Наибольший объём запасов сосредоточен в **апт-альб-сеноманском комплексе** - совокупно более **7,66 млрд. т у. е.** Из них на залежи свыше 100 млн. т у. е. приходится **3,84 млрд. т у. е.**, а на объекты класса 30-100 млн. т у. е. - ещё **1,69 млрд. т у. е.** Таким образом, более 70% запасов апт-альб-сеноманских отложений аккумуляровано в двух крупнейших классах. При этом общее количество скоплений составляет **361**, из которых лишь 50 объектов превышают 30 млн. т у. е., что указывает на предельно пологое распределение: основная масса ресурсов сосредоточена в немногих, но очень крупных залежах.

Таблица 1

Запасы газа категорий А+В₁+В₂+С₁+С₂ Ямальской нефтегазоносной области разделенные по классам крупности и нефтегазоносные комплексы

Нефтегазоносный комплекс	Показатель	Класс крупности, млн. т у. е.						
		<0,1	0,1-1	1-3	3-10	10-30	30-100	>100
Апт-альб-сеноманский	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	454	27 003	97 193	541 498	1 467 915	1 687 765	3 844 016
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	30	54	55	92	80	34	16
Неокомский (ачимовский)	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	0	906	0	4 449	0	0	0
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	0	1	1	2	2	2	0
Неокомский (шельфовый)	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	1 017	23 150	74 442	295 332	862 731	745 538	235 810
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	28	81	125	175	221	237	2
Средне-верхнеюрский	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	239	3 614	8 147	58 681	282 964	751 000	1 847 783
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	16	26	30	41	55	67	7
Нижнеюрский	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	0	842	3 337	13 371	11 861	0	176 076
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	2	3	5	7	8	8	1
Палеозойский (внутренние горизонты)	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	5	1 086	4 063	0	28 702	0	0
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	1	4	6	6	7	7	0

Неокомский (ачимовский) подкомплекс характеризуется сравнительно небольшим объёмом извлекаемых запасов - всего **5,4 млн. т у. е.**, однако здесь присутствуют единичные объекты крупных категорий: два месторождения в диапазоне 10-30 млн. т у. е. и два - в классе 30-100 млн. т у. е.

Неокомский (шельфовый) комплекс является вторым по значимости: совокупные запасы оцениваются в **2,24 млрд. т у. е.**, из которых более **0,98 млрд. т у. е.** сосредоточено в категориях свыше 30 млн. т у. е. (0,75 млрд. т в классе 30-100 и 0,24 млрд. т в классе > 100 млн. т у. е.). При этом общее количество скоплений достигает **869**, что говорит о высокой плотности нефтегазонасыщенных объектов, среди которых доминируют залежи средних и крупных масштабов.

Средне-верхнеюрский комплекс содержит порядка **2,95 млрд. т у. е.**, причем основная масса сосредоточена в крупнейших классах: **1,85 млрд. т у. е.** в категории свыше 100 млн. т у. е. и **0,75 млрд. т у. е.** - в классе 30-100 млн. т у. е. На долю мелких объектов приходится менее 5% суммарного объёма. Это подчёркивает особую значимость среднеюрских отложений как одного из ключевых стратегических резервов п-ова Ямал.

Нижнеюрский комплекс характеризуется меньшей ресурсной емкостью - около **205 млн. т у. е.**, причём более **85%** приходится на одну супергигантскую залежь класса свыше 100 млн. т у. е. (176 млн. т у. е.). Всего отмечено **34 скопления**, однако промышленный интерес сосредоточен исключительно на крупнейшем объекте, в то время как остальные залежи отличаются крайне низкой емкостью.

Палеозойские внутренние горизонты демонстрируют минимальные значения запасов - порядка **34 млн. т у. е.** Из них наибольший вклад внесли залежи класса 10-30 млн. т у. е. (28,7 млн. т у. е.), тогда как в других категориях объёмы не превышают единичных значений. Отмечается **31 объект**, но их масштабы невелики, что ограничивает промышленную значимость данного комплекса.

В отличие от газовой составляющей, нефтяная часть ресурсной базы п-ова Ямал характеризуется большей дисперсностью запасов и менее выраженной концентрацией в крупнейших объектах (табл. 2).

Наибольшие извлекаемые запасы нефти сосредоточены в пределах **неокомского шельфового комплекса** - около **236 млн. т у. е.** При этом структура распределения демонстрирует наличие ресурсов во всех классах крупности, начиная с мелких (0,1-1 млн. т у.е. - **4,5 млн. т у. е.**) и заканчивая сверхкрупными (> 30 млн. т у. е. - **80,3 млн. т у. е.**). Основной вклад в ресурсную базу вносят залежи среднего масштаба: **37,5 млн. т у. е.** в категории 3-10 млн. т у.е. и **101,6 млн. т у.е.** в диапазоне 10–30 млн. т у. е. Присутствие двух крупных объектов свыше 30 млн. т у. е. подтверждает промышленную значимость комплекса,

однако он характеризуется относительно равномерным распределением по классам и высоким разнообразием по размерам залежей.

Таблица 2

Запасы нефти категорий А+В₁+В₂+С₁+С₂ Ямальской нефтегазонасной области разделенные по классам крупности и нефтегазонасные комплексы

Нефтегазонасный комплекс	Показатель	Класс крупности, млн. т у. е.					
		<0,1	0,1-1	1-3	3-10	10-30	>30
Апт-альб-сеноманский	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	0	949	2 338	23 890	0	0
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	0	2	1	4	0	0
Неокомский (шельфовый)	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	35	4 489	12 075	37 456	101 621	80 270
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	2	9	7	6	7	2
Средне-верхнеюрский	НИЗ А+В+С, тыс. т у. е.	42	503	0	7 679	14 409	45 632
	Кол-во скоплений А+В+С, шт.	1	2	0	2	1	1

Средне-верхнеюрский комплекс содержит около **68,3 млн. т у. е.** извлекаемых запасов нефти. Почти две трети объема сосредоточено в одной залежи класса > 30 млн. т у. е. (**45,6 млн. т у. е.**), тогда как остальная часть распределена по средним (10-30 млн. т - **14,4 млн. т у. е.**) и мелким классам. Несмотря на меньшее количество объектов (всего 7), комплекс отличается высокой значимостью за счёт наличия одного крупного месторождения.

Апт-альб-сеноманский комплекс обладает наименьшими нефтяными запасами - около **27,2 млн. т у. е.** Все они приурочены исключительно к мелким и средним классам залежей: **2,3 млн т у. е.** - в категории 1-3 млн. т у. е. и **23,9 млн. т у. е.** - в диапазоне 3-10 млн т у. е. Объекты свыше 10 млн. т у. е. отсутствуют, что ограничивает промышленный потенциал комплекса.

В целом, распределение текущих извлекаемых запасов нефти по классам крупности подтверждает доминирование средних и крупных объектов. На категорию >10 млн. т у. е. приходится около 242 млн. т у. е. (около 73% от суммарных запасов нефти), тогда как в диапазоне <10 млн. т у.е. сосредоточено всего 27% запасов.

Для оценки структуры НСР углеводородного сырья Ямальской НГО проведена классификация прогнозируемых ресурсов по интервалам крупности скоплений в соответствии

с методикой обратного распределения Парето (формулы 1 и 2). Распределение НСР газа представлено в диапазоне от <0,1 до >100 млн. т у. е., а НСР нефти – от <0,1 до >30 млн. т у. е. Расчеты выполнены по основным НГК, с определением как объема ресурсов в каждом классе, так и общего количества скоплений. Исходные данные по НСР комплексов Ямальского НГО взяты из отчета ФАУ «ЗапСибНИИГГ» (В.В. Огибенин и др., ФАУ «ЗапСибНИИГГ», 2024 г.).

По газовой составляющей (табл. 3) наибольшие значения НСР приходятся на апт-альб-сеноманский, неокомский (шельфовый) и средне-верхнеюрский комплексы.

Апт-альб-сеноманский комплекс характеризуется крупнейшей ресурсной ёмкостью - совокупно более 10,3 млрд. т у. е. газа. Основные объёмы сосредоточены в классах свыше 10 млн. т у. е.: 2,37 млрд. т у. е. в диапазоне 10-30 млн. т, 1,99 млрд. т у. е. в категории 30-100 млн. т и 3,84 млрд. т у. е. в супергигантских залежах >100 млн. т. Существенный вклад обеспечивают и средние классы: 1,14 млрд. т у. е. в интервале 3-10 млн. т и 455,6 млн. т у. е. в категории 1-3 млн. т. В мелких объектах (<1 млн. т) аккумулировано почти 552 млн. т у. е. Количество прогнозируемых скоплений - около 21,5 тыс., при этом свыше половины из них приходится на категории до 10 млн. т. Такая структура указывает на доминирование крупнейших объектов при высокой насыщенности мелкими залежами.

Неокомский (ачимовский) комплекс имеет суммарные НСР газа на уровне 2,65 млрд. т у. е. Основной объём сконцентрирован в диапазонах 10-30 млн. т (1,14 млрд. т у. е.) и 3-10 млн. т (497,3 млн. т у. е.). Существенный вклад также дают категории до 1 млн. т: 130,3 млн. т у. е. в <0,1 млн. т и 200,3 млн. т у. е. в 0,1-1 млн. т. Присутствуют и сверхкрупные объекты: 815,9 млн. т у. е. в категории 30-100 млн. т и 235,8 млн. т у. е. в классе >100 млн. т. Общее число прогнозируемых скоплений превышает 19 тыс., что подчёркивает высокую плотность ресурсной базы.

Неокомский (шельфовый) комплекс содержит около 1,78 млрд. т у. е. газа. Наибольшие значения приходятся на классы 10-30 млн. т (553,7 млн. т у. е.) и 3-10 млн. т (408,5 млн. т у. е.). Средние категории обеспечивают дополнительно 284,3 млн. т у. е. (1-3 млн. т) и 347,3 млн. т у. е. (0,1-1 млн. т). Мелкие объекты (<0,1 млн. т) аккумулируют 257,4 млн. т у. е. Крупные залежи 30-100 млн. т дают ещё 94,7 млн. т у. е. Всего прогнозируется около 37 тыс. объектов, что делает комплекс одним из наиболее ресурсно-насыщенных.

Таблица 3

Результаты моделирования распределения начальных суммарных ресурсов газа по классам крупности и нефтегазоносные комплексы

Нефтегазоносный комплекс	Показатель	Класс крупности, млн. т у. е.						
		<0,1	0,1-1	1-3	3-10	10-30	30-100	>100
Туронский	НСР, тыс. т у. е.	11 924	15 436	11 954	13 927	0	0	0
	Общее кол-во скоплений, шт.	1 536	50	7	3	0	0	0
Апт-альб-сеноманский	НСР, тыс. т у. е.	179 255	372 256	455 610	1 142 691	2 365 294	1 993 913	3 844 016
	Общее кол-во скоплений, шт.	19 706	1 173	264	199	134	43	16
Неокомский (ачимовский)	НСР, тыс. т у. е.	130 340	200 329	228 450	497 339	1 140 172	815 938	235 810
	Общее кол-во скоплений, шт.	18 047	696	213	212	237	239	2
Неокомский (шельфовый)	НСР, тыс. т у. е.	257 365	347 266	284 302	408 481	553 723	94 698	0
	Общее кол-во скоплений, шт.	35 551	1 202	169	77	34	5	0
Средне-верхнеюрский	НСР, тыс. т у. е.	390 621	488 950	428 835	722 986	1 128 390	1 947 086	2 629 688
	Общее кол-во скоплений, шт.	53 082	1 724	283	167	104	91	13
Нижнеюрский	НСР, тыс. т у. е.	227 181	284 436	247 235	380 084	480 914	540 922	176 076
	Общее кол-во скоплений, шт.	30 781	1 016	147	73	35	20	1
Триасовый	НСР, тыс. т у. е.	41 850	57 936	43 631	42 950	0	0	0
	Общее кол-во скоплений, шт.	5 954	203	29	9	0	0	0
Палеозойский	НСР, тыс. т у. е.	77 320	108 536	98 040	123 102	113 043	0	0
	Общее кол-во скоплений, шт.	10 794	363	64	26	13	7	0

Средне-верхнеюрский комплекс демонстрирует максимальные значения среди всех - около 7,76 млрд. т у. е. газа. Основные объёмы приходятся на крупнейшие категории: 1,95 млрд. т у. е. в классе 30-100 млн. т и 2,63 млрд. т у. е. в супергигантских залежах >100 млн. т. В диапазоне 10-30 млн. т сосредоточено ещё 1,13 млрд. т у. е., а в интервале 3-10 млн. т - 723,0 млн т у. е. В мелких категориях (<1 млн. т) аккумулировано около 879,6 млн. т у. е. Количество прогнозируемых скоплений оценивается в 56 тыс., что подтверждает сочетание высокой плотности мелких объектов и наличия уникальных по масштабу залежей.

Нижнеюрский комплекс содержит около 2,34 млрд. т у. е. газа. Значительные объёмы приходятся на крупные классы: 480,9 млн. т у. е. в диапазоне 10-30 млн. т, 540,9 млн. т у. е. в категории 30-100 млн. т и 176,1 млн. т у. е. в супергигантах >100 млн. т. Существенный вклад дают и средние классы: 380,1 млн. т у. е. (3-10 млн. т) и 247,2 млн. т у. е. (1-3 млн. т). В мелких объектах (<1 млн. т) сосредоточено ещё 511,6 млн. т у. е. Количество прогнозируемых скоплений - около 32 тыс., что указывает на сочетание мелкозалежной и крупнообъектной структур.

Туронский комплекс характеризуется минимальными значениями - всего 53,2 млн. т у. е., полностью сосредоточенными в категориях до 10 млн. т у. е. (включая 11,9 млн. т у. е. в <0,1 млн. т и 15,4 млн. т у. е. в 0,1-1 млн. т). Количество прогнозируемых скоплений - около 1,6 тыс., что подтверждает мелкозалежный характер отложений.

Триасовый комплекс обладает суммарными НСР на уровне 186,4 млн. т у. е., из которых 42,9 млн. т у. е. приходится на класс 3-10 млн. т и 43,6 млн. т у. е. - на 1-3 млн. т. В мелких категориях (<1 млн. т) сосредоточено около 100 млн. т у. е. Общее количество прогнозируемых скоплений - свыше 6 тыс., что отражает высокую дисперсность.

Палеозойский комплекс характеризуется НСР около 520,0 млн. т у. е., из которых основная часть сосредоточена в категориях до 10 млн. т: 108,5 млн. т у. е. в диапазоне 0,1-1 млн. т, 98,0 млн. т у. е. в классе 1-3 млн. т и 123,1 млн. т у. е. в интервале 3-10 млн т. В диапазоне 10-30 млн. т прогнозируется 113,0 млн. т у. е., тогда как в более крупных классах ресурсы отсутствуют. Количество прогнозируемых скоплений - около 11 тыс., что подтверждает мелкозалежную специфику палеозойских горизонтов.

По нефтяной составляющей (табл. 4) наибольшие НСР приходятся на **неокомский (шельфовый)** и **неокомский (ачимовский)** комплексы - **710,2 млн. т у. е.** и **606,6 млн. т у. е.** соответственно. В шельфовом комплексе ресурсы распределены между крупными объектами (10-30 млн. т - **252,1 млн. т у. е.**, >30 млн. т - **249,4 млн. т у. е.**) и залежами среднего масштаба (3-10 млн. т - **116,5 млн. т у. е.**). Существенный вклад вносят и мелкие объекты (<1 млн. т), совокупно формирующие около **42,1 млн. т у. е.** В ачимовском комплексе более половины

потенциала сосредоточено в крупных категориях (10-30 млн. т - **136,3 млн. т у. е.**, >30 млн. т - **30,6 млн. т у. е.**), при этом значительный объём дают также средние объекты (3-10 млн. т - **102,4 млн. т у. е.** и 1-3 млн. т - **84,2 млн. т у. е.**). Такая структура делает шельфовый комплекс одним из наиболее перспективных для локализации промышленных месторождений.

Таблица 4

Результаты моделирования распределения начальных суммарных ресурсов нефти по классам крупности и нефтегазоносные комплексы

Нефтегазоносный комплекс	Показатель	Класс крупности, млн. т у. е.					
		<0,1	0,1-1	1-3	3-10	10-30	>30
Апт-альб-сеноманский	НСР, тыс. т у. е.	3 459	8 572	11 327	44 733	0	0
	Общее кол-во скоплений, шт.	245	26	8	8	0	0
Неокомский (ачимовский)	НСР, тыс. т у. е.	7 546	34 547	50 055	116 531	252 125	249 396
	Общее кол-во скоплений, шт.	623	95	27	19	16	6
Неокомский (шельфовый)	НСР, тыс. т у. е.	130 845	122 323	84 173	102 381	136 270	30 559
	Общее кол-во скоплений, шт.	21 087	422	49	19	8	1
Средне-верхнеюрский	НСР, тыс. т у. е.	6 080	19 772	32 412	62 131	111 332	127 375
	Общее кол-во скоплений, шт.	452	64	16	13	7	3
Нижнеюрский	НСР, тыс. т у. е.	7 105	24 565	29 569	16 303	0	0
	Общее кол-во скоплений, шт.	530	71	17	4	0	0
Палеозойский	НСР, тыс. т у. е.	24 285	42 294	39 605	76 612	10 095	0
	Общее кол-во скоплений, шт.	2 603	147	22	15	1	0

Средне-верхнеюрский комплекс содержит около **359,1 млн. т у. е.**, где доминируют залежи средних и крупных масштабов (10-30 млн. т - **111,3 млн. т у. е.**, >30 млн. т - **127,4 млн. т у. е.**, 3-10 млн. т - **62,1 млн. т у. е.**). Это формирует высокий потенциал для открытия значимых месторождений в пределах комплекса.

Более скромные значения демонстрируют **нижнеюрский, апт-альб-сеноманский и палеозойский** комплексы. В нижнеюрском ресурсы составляют **77,5 млн. т у. е.**, почти полностью сосредоточенные в категориях до 10 млн. т. Апт-альб-сеноманский комплекс имеет лишь **68,1 млн. т у. е.**, из которых свыше 65% приходится на объекты 3-10 млн. т (**44,7 млн. т у. е.**), тогда как крупные категории отсутствуют. Палеозойский комплекс содержит **192,9 млн. т у. е.**, при этом более 90% ресурсов также сосредоточено в мелких и средних категориях (до 10 млн. т), включая **76,6 млн. т у. е.** в диапазоне 3-10 млн. т.

На основе оценки НСР газа по основным НГК Ямальской НГО и применения

математической модели на базе распределения Парето проведена оценка неоткрытых ресурсов между классами крупности залежей. В качестве входных параметров использовались обобщенные данные по извлекаемым запасам открытых месторождений, представленных в Государственном балансе, и рассчитанные объемы НСР, подлежащие приросту за счет ГРР.

Результаты моделирования показали, что наибольший нераскрытый ресурсный потенциал сосредоточен в пределах **апт-альб-сеноманского** и **среднеюрского** НГК (рис. 1). Согласно расчётам, на апт-альб-сеноманский НГК приходится **2,69 млрд. т у. е.** прогнозных ресурсов, из которых крупнейшие объекты формируют основу потенциала: **0,90 млрд. т у. е.** в категории 3-10 млн. т, **0,60 млрд. т у. е.** в интервале 10-30 млн. т и ещё **0,31 млрд. т у. е.** в пределах <0,1 млн. т. Такая структура указывает на сбалансированное сочетание крупных и средних объектов при заметной доле мелкозалежных ресурсов.

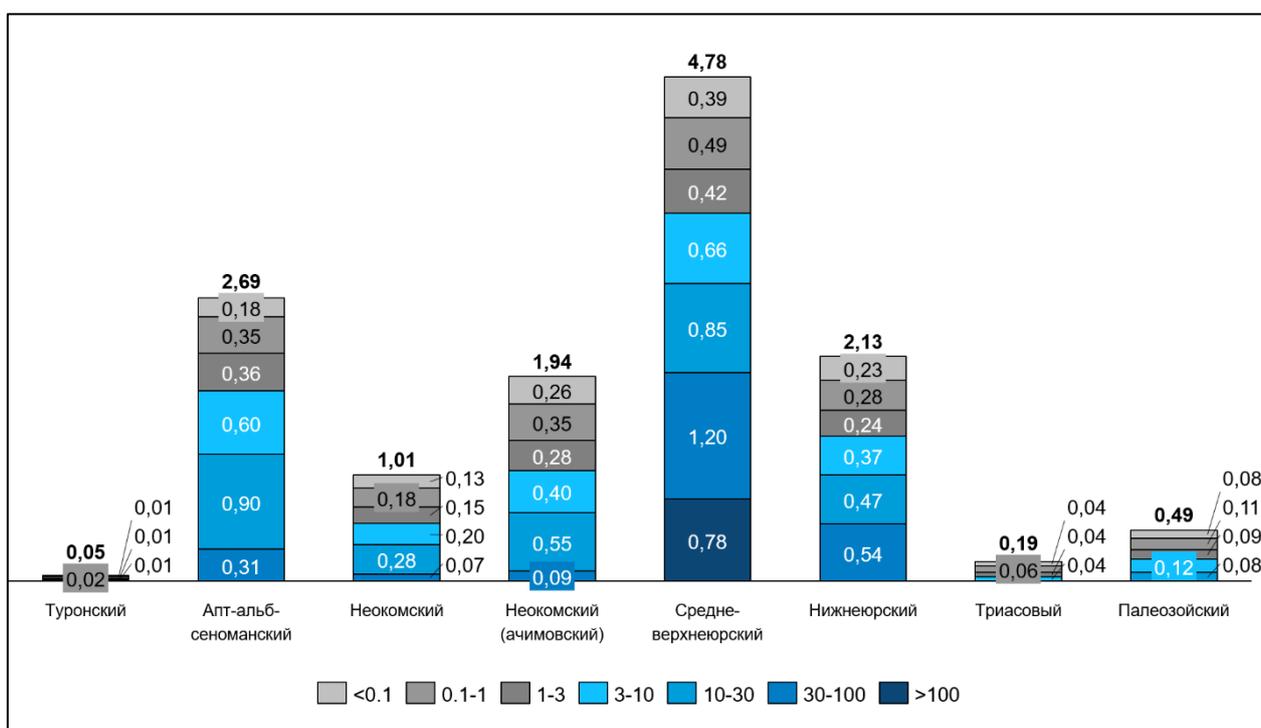


Рис. 1. Диаграмма распределения неоткрытых ресурсов ($D_0+D_{л}+D_1+D_2$) природного газа Ямальской нефтегазоносной области по нефтегазоносным комплексам, млрд. т у. е.

Сходная, но более выраженная картина наблюдается для **среднеюрского комплекса**, где совокупный объём достигает **4,78 млрд. т у. е.** Наибольшие значения приходятся на крупнейшие категории: **1,20 млрд. т у. е.** в классе 30-100 млн. т и **0,78 млрд. т у. е.** в сверхгигантских залежах (>100 млн. т). Существенный вклад обеспечивают и средние классы - **0,85 млрд. т у. е.** в диапазоне 10-30 млн. т и **0,66 млрд. т у. е.** в категории 3-10 млн. т. Таким образом, именно среднеюрский комплекс формирует стратегический резерв п-ова Ямал, объединяя гигантские и многочисленные средние объекты.

Значительные объёмы прогнозных ресурсов выявлены в **неокомских комплексах**. В шельфовом - **1,01 млрд. т у. е.**, где основу составляют объекты в диапазоне 10-30 млн. т (**0,28 млрд. т у. е.**) и 3-10 млн. т (**0,20 млрд. т у. е.**). В ачимовском - **1,94 млрд. т у. е.**, из которых **0,55 млрд. т у. е.** приходится на 10-30 млн. т и **0,40 млрд. т у. е.** - на 3-10 млн. т. Здесь ресурсы распределены более равномерно, при этом среднеразмерные объекты формируют ключевой потенциал.

Нижнеюрский комплекс обладает потенциалом в **2,13 млрд. т у. е.**, из которых **0,54 млрд. т у. е.** прогнозируется в категории 3-10 млн. т и **0,47 млрд. т у. е.** - в диапазоне 10-30 млн. т. Примечательно также наличие значительных объёмов в крупнейшей категории 30-100 млн. т (**0,37 млрд. т у. е.**), что указывает на возможность открытия крупных залежей.

Более скромные значения демонстрируют **туронский (0,05 млрд. т у. е.)**, **триасовый (0,19 млрд. т у. е.)** и **палеозойский (0,49 млрд. т у. е.)** комплексы, где ресурсы распределены преимущественно по мелким и средним классам (до 10 млн. т у. е.). Их потенциал в большей мере связан с дисперсной структурой ловушек и многочисленными мелкими объектами.

Анализ полученного распределения подтверждает характерную для Ямальской НГО высококонцентрированную структуру прогнозных ресурсов газа. Основной вклад в прирост обеспечивается за счет залежей крупнейших классов – в интервалах 30–100 и >100 млн. т у. е., что согласуется с результатами оценки фактически открытых объектов и подтверждает применимость распределения Парето к прогнозу структуры ресурсной базы.

По итогам моделирования наибольшие объёмы нераскрытого нефтяного потенциала приходится на **неокомский (ачимовский)** и **неокомский (шельфовый)** комплексы (рис. 2). В ачимовском комплексе общий прогнозный ресурс оценивается в **606,6 млн. т у. е.**, из которых более половины сосредоточено в категориях **10-30 млн. т (136,3 млн. т у. е.)** и **3-10 млн. т (102,4 млн. т у. е.)**, а ещё **84,2 млн. т у. е.** учтено в диапазоне 1-3 млн. т. Крупнейшие объекты (>30 млн. т) формируют **81,7 млн. т у. е.**, что придаёт комплексу сбалансированный характер с доминированием среднеразмерных залежей.

В **неокомском (шельфовом) комплексе** прогнозируется **474,3 млн. т у. е.**, при этом структура распределения имеет более выраженный крупнообъектный характер. На класс **10-30 млн. т приходится 150,5 млн. т у. е.**, в категории **>30 млн. т сосредоточено 169,1 млн. т у. е.**, а ещё **79,1 млн. т у. е.** учтено в интервале 3-10 млн. т. Таким образом, именно шельфовый комплекс демонстрирует наибольшую концентрацию ресурсов в крупных и сверхкрупных объектах.

Средне-верхнеюрский комплекс обладает ресурсным потенциалом в **290,8 млн. т у. е.**, из которых ключевая доля приходится на категории **10-30 млн. т (96,9 млн. т у. е.)** и **>30 млн. т (81,7 млн. т у. е.)**, при дополнительном вкладе **54,5 млн. т у. е.** в диапазоне 3-

10 млн т. Такая структура подчёркивает потенциал дальнейшего прироста запасов за счёт крупных и средних объектов.

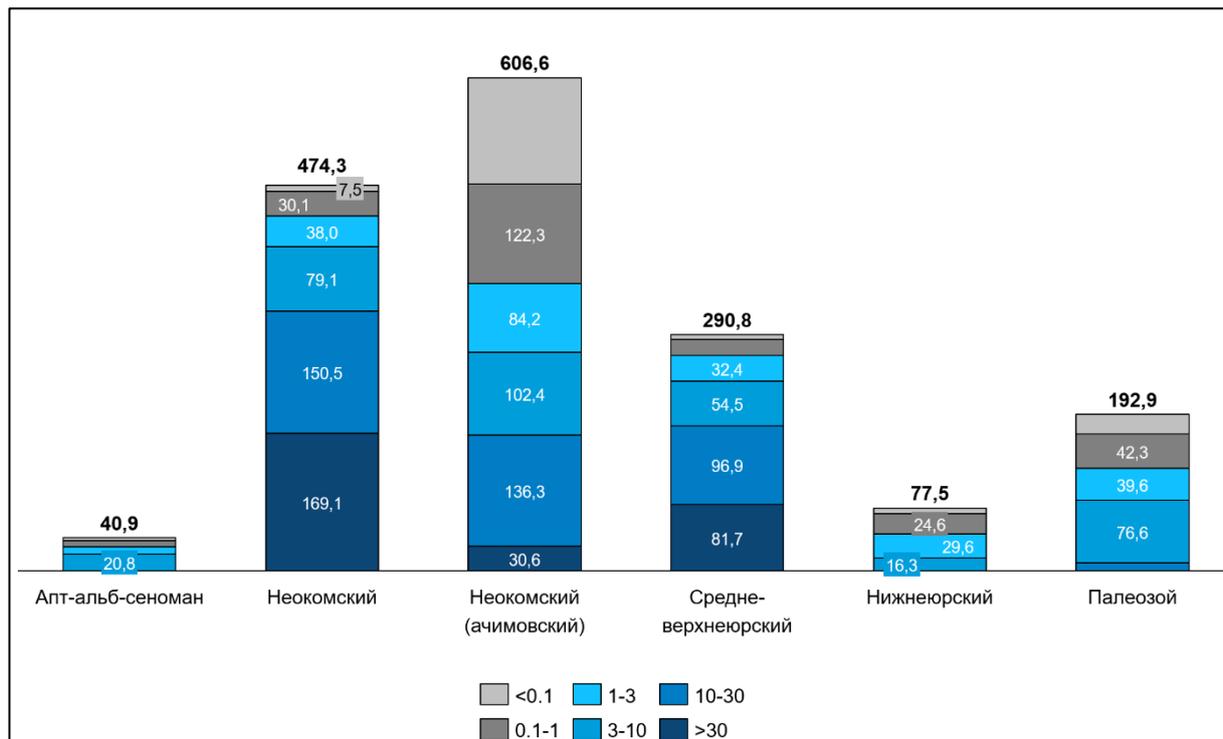


Рис. 2. Диаграммы распределения неоткрытых ресурсов ($D_0+D_{л}+D_1+D_2$) нефти Ямальской нефтегазоносной области по нефтегазоносным комплексам, млн. т у. е.

Более скромные, но геологически значимые объёмы прогнозных ресурсов нефти связаны с нижненеюским (77,5 млн. т у. е.), апт-альб-сеноманским (40,9 млн. т у. е.) и палеозойским (192,9 млн. т у. е.) комплексами. В этих случаях ресурсы распределены преимущественно по категориям до 10 млн. т, что отражает дисперсный характер ловушек и ограниченную перспективность открытия гигантских месторождений.

В отличие от газовой составляющей, распределение прогнозных ресурсов нефти характеризуется более **равномерной структурой по классам крупности**, с преобладанием средних категорий (3-30 млн. т) и меньшей долей крупнейших объектов, что указывает на иной сценарий формирования ресурсной базы.

Обсуждения

Применение обратного распределения Парето позволило восполнить аналитический пробел, связанный с отсутствием репрезентативной выборки по залежам, особенно для средних и мелких классов. Этот метод оказался устойчивым к смещениям, вызванным геологоразведочным фильтром, и позволил сформировать прогнозную модель распределения НСР без искажения общей картины ресурсной обеспеченности. Сравнение полученных

распределений с фактическими данными Государственного баланса продемонстрировало высокую степень соответствия для газа и достаточную приближенность для нефти.

По газовой составляющей выявлены два четко выраженных центра неоткрытого ресурсообразования – апт-альб-сеноманский и среднеюрский НГК. Их суммарный потенциал превышает 7,5 млрд. т у. е., что формирует подавляющую часть прогнозируемых ресурсов. Концентрация в классах 30-100 и >100 млн. т у. е. подчеркивает стратегическую значимость этих комплексов и необходимость целенаправленной доразведки их гигантских ловушек. В то же время выявлено наличие существенных объемов в менее изученных комплексах (неокомский шельфовый, нижнеюрский, триасовый), что открывает возможности для расширения ГРП на новых участках.

По нефти наблюдается менее концентрированная структура: большинство прогнозируемых ресурсов сосредоточено в интервалах 3-30 млн. т у. е., при этом доля объектов класса >30 млн. т у. е. невелика. Это указывает на то, что прирост добычи может быть обеспечен за счет множества средних и мелких объектов, что требует более плотного бурового охвата и высокой детализации сейсмических данных. Такая структура также подтверждает необходимость развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов, в том числе нетрадиционных коллекторов и низкопроницаемых пород.

Важно отметить, что нефтяная часть ресурсной базы демонстрирует повышенную чувствительность к параметру β , что обусловлено большей геолого-литологической вариативностью объектов и наличием значительного числа залежей с оценочными категориями (B2+C2). Это подтверждает целесообразность интеграции методов стохастического моделирования с данными геофизических и петрофизических исследований для повышения достоверности оценок.

Особый интерес для будущих этапов геологоразведки на п-ове Ямал представляют юрские отложения, особенно средне- и нижнеюрские НГК. Результаты моделирования свидетельствуют о наличии значительного нераскрытого потенциала в этих горизонтах как по газовой, так и по нефтяной компоненте. Среднеюрские отложения аккумулируют ресурсы преимущественно в интервалах 3-30 млн. т у. е. нефти и 30-100 млн. т у. е. газа, что свидетельствует о возможности выявления крупных и среднеразмерных объектов при условии повышения плотности бурового опоскования и уточнения геологического строения. Нижнеюрские толщи также обладают высоким прогнозным потенциалом, особенно в части нетрадиционных коллекторов и труднопрогнозируемых ловушек, что требует внедрения современных технологий 3D-сейсморазведки, петрофизического моделирования и бурения с геонавигацией. Юрские комплексы, ввиду их глубинного залегания и сложных условий, на протяжении длительного времени оставались в тени апт-сеноманских отложений, однако

именно они могут обеспечить прирост ресурсобеспеченности региона на средне- и долгосрочную перспективу.

Таким образом, полученные результаты могут быть использованы в качестве основы для обоснования стратегий ГРП по этапам, приоритетам и направлениям. Модель, построенная на основе обратного распределения Парето, показала высокую степень применимости для условий Ямальской НГО и может быть адаптирована для других нефтегазоносных бассейнов с аналогичными геологическими и статистическими условиями.

Заключение

Проведенное исследование ресурсного потенциала углеводородов Ямальской НГО показало, что регион сохраняет стратегическое значение для обеспечения долгосрочной добычи нефти и газа в России. На основе математического моделирования структуры ресурсов по методу обратного распределения Парето получены количественные оценки нераскрытого потенциала, позволяющие не только уточнить объемы НСР, но и распределить их по классам крупности и НГК.

Результаты анализа подтверждают, что газовая часть ресурсной базы п-ова Ямал характеризуется высокой степенью концентрации, при этом наибольший потенциал сосредоточен в апт-альб-сеноманском и среднеюрском комплексах, что указывает на необходимость приоритетного развития ГРП в этих направлениях.

В нефтяной части наблюдается иная структура: прирост ресурсной базы в большей степени возможен за счет множества средних и мелких объектов, преимущественно в пределах неоконских и юрских отложений. Это требует более детальной и распределенной геологоразведки, применения современных методов изучения нетрадиционных коллекторов и повышения эффективности бурения.

Юрские отложения, особенно средне- и нижнеюрский комплексы, выделяются как приоритетные горизонты для последующего геологоразведочного освоения, обладая значительными ресурсами и низкой степенью вовлеченности в текущую добычу.

Предложенный метод моделирования доказал свою применимость для оценки структуры ресурсов в условиях ограниченной и смещенной информации по открытым залежам. Полученные оценки могут быть использованы при планировании геологоразведочных программ, обосновании лицензирования и формировании долгосрочных стратегий развития добычи углеводородного сырья на п-ове Ямал.

Литература

Бурштейн Л.М. Статистические оценки параметров распределения скоплений нефти по

величине в слабоизученных седиментационных бассейнах // Геология и геофизика. - 2006. - Т. 47. - № 9. - С. 1013-1023.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Современные методы количественной оценки структуры ресурсов углеводородов крупных нефтегазоносных бассейнов // Геология и геофизика. - 2025. - Т. 66. - № 2. - С. 197-207. DOI: [10.15372/GiG2024156](https://doi.org/10.15372/GiG2024156)

Конторович А.Э., Лившиц В.Р., Буриштейн Л.М., Курчиков А.Р. Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры // Геология и геофизика. - 2021. - Т. 62. - № 5. - С. 711-726. DOI: [10.15372/GiG2020196](https://doi.org/10.15372/GiG2020196)

Лившиц В.Р. Взаимосвязь законов распределения по массе залежей и месторождений углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т. 14. - № 4. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/43_2019.html DOI: [10.17353/2070-5379/43_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/43_2019)

Лившиц В.Р. О генезисе закона распределения месторождений углеводородов по количеству залежей в них // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2023. - Т. 18. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2023/1_2023.html EDN: [NVLSKE](https://doi.org/10.17353/2070-5379/18_2023)

Лившиц В.Р. О законе распределения месторождений углеводородов по массе // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2020. - Т. 331. - № 6. - С. 41-47. DOI: [10.18799/24131830/2020/6/2673](https://doi.org/10.18799/24131830/2020/6/2673)

Лившиц В.Р. Распределение ресурсов углеводородов по залежам и месторождениям и месторождений по числу залежей // Нефтяное хозяйство. - 2021. - № 9. - С. 18-22. DOI: [10.24887/0028-2448-2021-9-18-22](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-9-18-22)

Лившиц В.Р., Конторович А.Э. Распределение ресурсов углеводородов по месторождениям различной крупности и по количеству залежей в них // Геология и геофизика. - 2022. - Т. 63. - № 11. - С. 1583-1590. DOI: [10.15372/GiG2022105](https://doi.org/10.15372/GiG2022105)

Шпильман В.И., Цзинь Чжи Цзюнь Закон распределения выявленных и невыявленных залежей нефти и газа по величине запасов // Геология нефти и газа. - 1993. - №11. - С. 5-10.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 02.09.2025

Published 30.09.2025

Pustovoy D.A., Khafizov S.F.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia, denis.pustovoy@gmail.com, khafizov@gubkin.ru

QUANTITATIVE ASSESSMENT OF HYDROCARBON RESOURCES IN THE YAMAL PETROLEUM PROVINCE USING THE PARETO DISTRIBUTION

This article presents an assessment of the hydrocarbon resource potential of the Yamal petroleum province using quantitative modeling methods for the accumulations size distribution. The calculations are based on a modified Pareto distribution method adapted to the conditions of a geological exploration activity filter effect. The results are compared with actual data from the State Reserves Register. The most promising petroleum-bearing strata are identified, particularly Aptian-Albian-Cenomanian and Jurassic strata, all with high potential for resource growth. The model made it possible to determine the distribution of undiscovered resources by size ranges, that can be used for planning geological exploration activity and hydrocarbon raw material base strategic management.

Keywords: hydrocarbon resource potential, Pareto distribution method, exploration activity planning, Yamal petroleum province.

For citation: Pustovoy D.A., Khafizov S.F. Kolichestvennaya otsenka resursnogo potentsiala Yamal'skoy neftegazonosnoy oblasti s primeneniem modeli raspredeleniya Pareto [Quantitative assessment of hydrocarbon resources in the Yamal petroleum province using the pareto distribution]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2025, vol. 20, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/36_2025.html EDN: OETYNB

References

Burshteyn L.M. Statisticheskie otsenki parametrov raspredeleniya skopleniy nefti po velichine v slaboizuchennykh sedimentatsionnykh basseynakh [Statistical assessment of distribution parameters of oil clusters by size in underexplored sedimentary basins]. *Geologiya i geofizika*, 2006, vol. 47, no. 9, pp. 1013-1023. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Livshits V.R. Sovremennye metody kolichestvennoy otsenki struktury resursov uglevodorodov krupnykh neftegazonosnykh basseynov [Modern methods for quantitative assessment of the structure of hydrocarbon resources in large oil and gas basins]. *Geologiya i geofizika*, 2025, vol. 66, no. 2, pp. 197-207. (In Russ.). DOI: [10.15372/GiG2024156](https://doi.org/10.15372/GiG2024156)

Kontorovich A.E., Livshits V.R., Burshteyn L.M., Kurchikov A.R. Otsenka nachal'nykh i prognoznykh (perspektivnykh i prognozirovemykh) geologicheskikh i izvlekaemykh resursov nefti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii i ikh struktury [Assessment of initial and forecasted geological and recoverable oil resources in the West Siberian petroleum province and their structure]. *Geologiya i geofizika*, 2021, vol. 62, no. 5, pp. 711-726. (In Russ.). DOI: [10.15372/GiG2020196](https://doi.org/10.15372/GiG2020196)

Livshits V.R. O genezise zakona raspredeleniya mestorozhdeniy uglevodorodov po kolichestvu zalezhey v nikh [On the genesis of the law of distribution of hydrocarbon fields by the number of accumulations in them]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2023, vol. 18, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/1_2023.html (In Russ.). EDN: [NVLSKE](https://doi.org/10.15372/NVLSKE)

Livshits V.R. O zakone raspredeleniya mestorozhdeniy uglevodorodov po masse [On the distribution law of hydrocarbon fields by mass]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2020, vol. 331, no. 6, pp. 41-47. (In Russ.). DOI: [10.18799/24131830/2020/6/2673](https://doi.org/10.18799/24131830/2020/6/2673)

Livshits V.R. Raspredelenie resursov uglevodorodov po zalezham i mestorozhdeniyam i mestorozhdeniy po chislu zalezhey [Distribution of hydrocarbon resources by accumulations and fields, and of fields by number of accumulations]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2021, no. 9, pp. 18-22. (In

Russ.). DOI: [10.24887/0028-2448-2021-9-18-22](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-9-18-22)

Livshits V.R. Vzaimosvyaz' zakonov raspredeleniya po masse zalezhey i mestorozhdeniy uglevodorodov [Correlation of mass distribution law of hydrocarbon accumulations and petroleum fields]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2019, vol. 14, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/43_2019.html (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/43_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/43_2019)

Livshits V.R., Kontorovich A.E. Raspredelenie resursov uglevodorodov po mestorozhdeniyam razlichnoy krupnosti i po kolichestvu zalezhey v nikh [Distribution of hydrocarbon resources by field size and number of accumulations]. *Geologiya i geofizika*, 2022, vol. 63, no. 11, pp. 1583-1590. (In Russ.). DOI: [10.15372/GiG2022105](https://doi.org/10.15372/GiG2022105)

Shpil'man V.I., Tszin' Chzhi Tszyun' Zakon raspredeleniya vyyavlennykh i nevyavlennykh zalezhey nefi i gaza po velichine zapasov [Law of distribution of discovered and undiscovered oil and gas accumulations by reserve size]. *Geologiya nefi i gaza*, 1993, no. 11, pp. 5-10. (In Russ.).