

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ ХАНТЫ-МАНСКИЙСКОГО АО

Лукьянов А.С.

Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

gasgroup@rambler.ru

Аннотация. По данным "Государственных балансов запасов нефти" по ХМАО исследованы законы распределения характеристик пласта и нефти, и зависимости между ними. Показано, что проницаемость, нефтенасыщенная толщина пласта, площадь нефтеносности залежей и вязкость нефти, а также величина запасов залежей месторождений распределены по логнормальному закону.

Ключевые слова: проницаемость, пористость, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, площадь нефтеносности залежей, вязкость нефти, запасы, залежи, логнормальный закон.

Введение

Как обосновать экономическую эффективность геолого-разведочных работ (ГРП) на нефть и газ в некотором регионе, как инвестиционного проекта? Оценка затрат на ГРП и ожидаемого прироста запасов нефти – только начало процесса оценки. Необходимо оценить чистый дисконтированный доход (ЧДД) от разработки этих запасов. Технология разработки каждой залежи, капитальные и операционные затраты, уровень добычи, коэффициент извлечения нефти (КИН) зависят от характеристик пласта и пластовой нефти, величины запасов залежи.

Чтобы оценить средние значения характеристик и их разброс, необходимо анализировать их фактические значения, известные для уже открытых месторождений. Такую возможность даёт «Государственный баланс запасов нефти». В этой статье используется баланс по ХМАО на 1 января 2021 г. [1].

Исследовалась возможность приписать характеристикам залежей теоретический закон распределения [2]. Наибольшее внимание было обращено на характеристики с длинными хвостами, т.е. значения которых отличаются от залежи к залежи на порядки величин. Исследовались также зависимости между характеристиками.

1. Балансы запасов

В «Государственном балансе запасов нефти» по ХМАО за 2021 год содержатся данные по 4 578 залежам нефти (457-ми месторождений). Для них имеются данные о геологических и извлекаемых запасах нефти категории А (остаточных и накопленная добыча с начала разработки), В, С₁ и С₂.

Другие характеристики могут частично отсутствовать. В таблице 1 представлена информация о заполненности базы данных и минимальных, средних и максимальных значениях характеристик залежей (см. также таблицу 2).

Таблица 1. Информация о данных «Госбаланса запасов нефти»

Характеристика залежей	Число данных	Мин.	Ср.	Макс.
Глубина залегания, м	4 578	769	2 457	3 634
Утверждённые запасы в Новой классификации, млн т	1 334	0,001	16,6	1 046
Во Временной классификации, млн т	2 326	0,002	12,2	753
Плотность, г/см ³	4 578	0,73	0,85	0,96
Пересчётный коэффициент	4 578	0,4	0,84	0,98
Содержание серы, %	3 841	0,0001	0,9	3
Содержание парафина, %	3 602	0,1	3	38
Содержание смол и асфальтенов, %	2 983	0,03	8	50
Температура пластовая, °С	3 669	29	83	136
Температура застывания нефти, °С	1 969	-97	-4	23
Коэффициент извлечения нефти	4 572	0,015	0,28	0,76
Обводнённость, %	1 880	1	76	99
Степень выработанности, %	2 441	0,025	39	99,9

Источник: расчёты автора

Коллекторы в основном терригенные, у 9-ти залежей – карбонатные. В ХМАО – в основном нефтяные (Н) месторождения, но ещё 22 нефтеконденсатных (НГК) и 17 – газонефтяных (ГН). Всего 45 залежей подгазовые.

К меловому периоду относятся 2503 залежей, к юрскому – 1813 залежей, 9 – к триасовому и 64 – к палеозойскому. Кроме того 189 залежей относятся к баженовской свите. К тюменской свите относятся 948 залежей, к ачимовской свите – 732 залежи, 97 – к васюганским отложениям, 64 – к абалакским и пр.

4346 залежей принадлежат распределённому фонду месторождений (относятся к 78-ми предприятиям). Ещё 232 залежи – в нераспределённом фонде. Выдано 4358 лицензий, из них 3860 – категории НЭ (разведка и добыча), 12 – категории НП (геологическое изучение), 486 – категории НП (геологическое изучение), 486 – категории НР (совмещённые). Лицензий категории НТ (технологии для трудноизвлекаемых запасов) не выдавалось. Большинство залежей отнесено к категории разрабатываемых, 434 – к разведываемым. Добыча по 2669-ти залежам в 2020 году не производилась.

2. Характеристики залежей, распределённые логнормально

На рисунке 1 показана гистограмма проницаемости пластов залежей нефти в ХМАО. Гистограмма очень несимметрична (оценка коэффициента асимметрии равна 17) и имеет длинный хвост из залежей с высокой проницаемостью пласта. Значения проницаемости варьируются от 0,000001 до 10 мкм². На рисунке 2 показана гистограмма натурального логарифма проницаемости. Она более или менее симметрична и удовлетворительно аппроксимируется нормальным распределением. Нормальное распределение строилось в соответствии с оценкой среднего и стандартного отклонения логарифма величины. Соответствующее логнормальное распределение показано на рисунке 1.

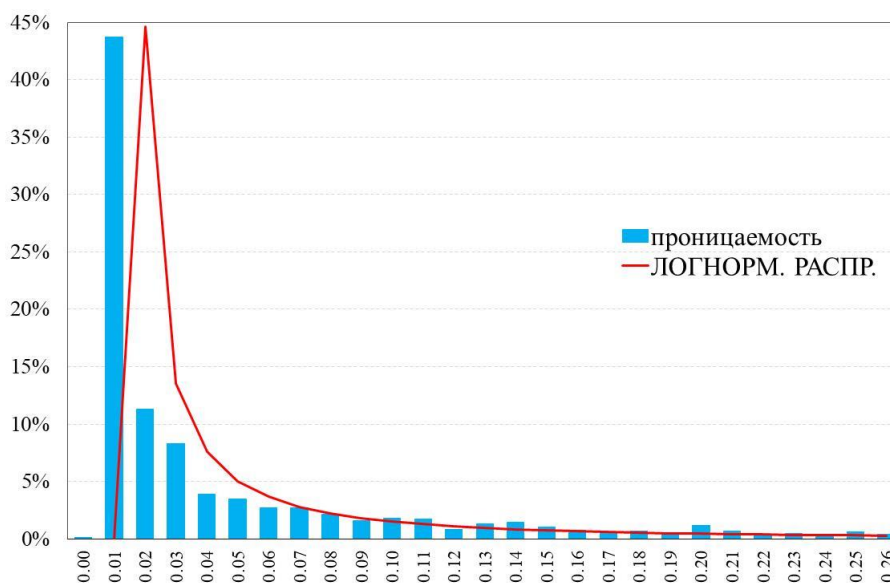


Рис. 1. Гистограмма проницаемости пласта и логнормальный закон распределения

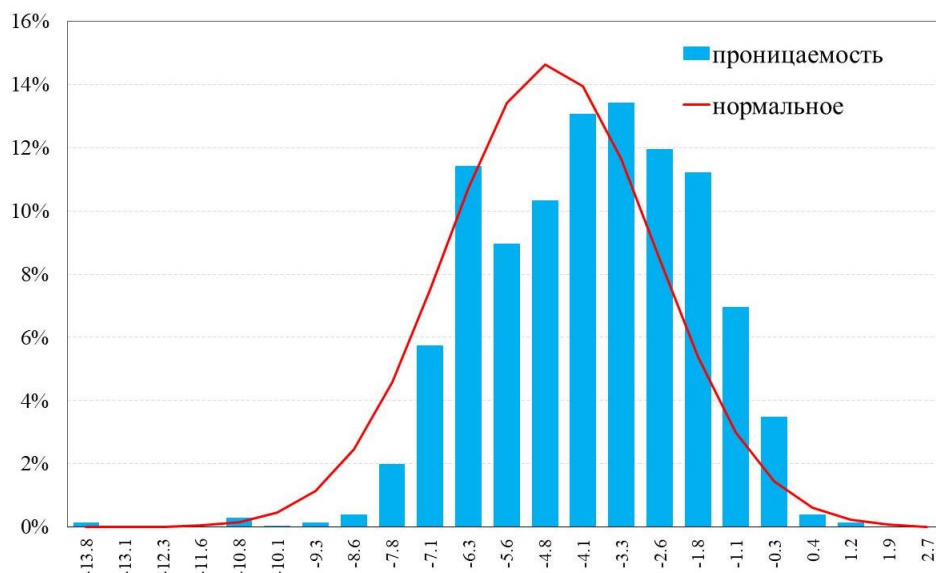


Рис. 2. Гистограмма логарифма проницаемости пласта и нормальный закон распределения

На рисунке 3 показана гистограмма вязкости нефти в пластовых условиях (мПа·с). Гистограмма не симметрична, имеет длинный хвост из высоковязких нефтей. Значения вязкости варьируются от 0,09 до 377 мПа·с.

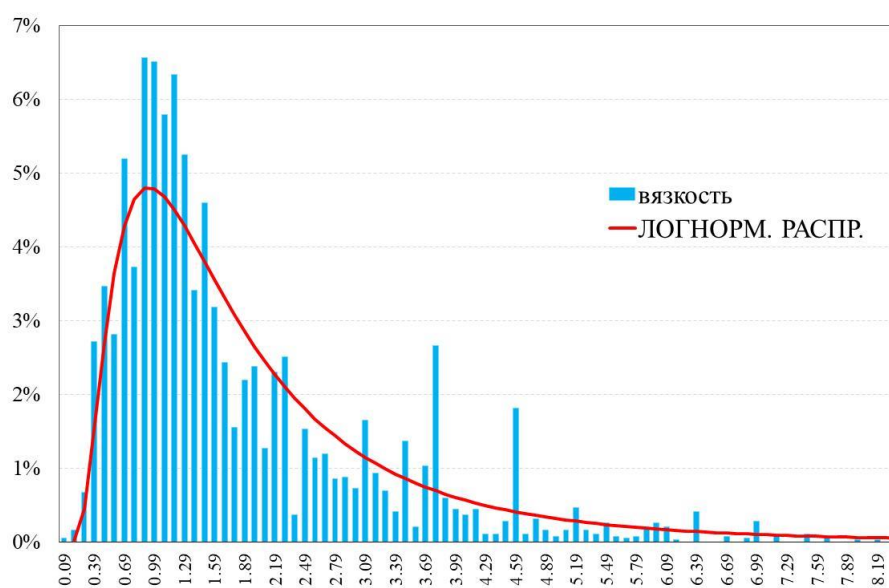


Рис. 3. Гистограмма вязкости нефтей и логнормальный закон распределения

На рисунке 4 показана гистограмма логарифма вязкости нефти и нормальное распределение, её аппроксимирующее. Соответствующее логнормальное распределение показано на рисунке 3.

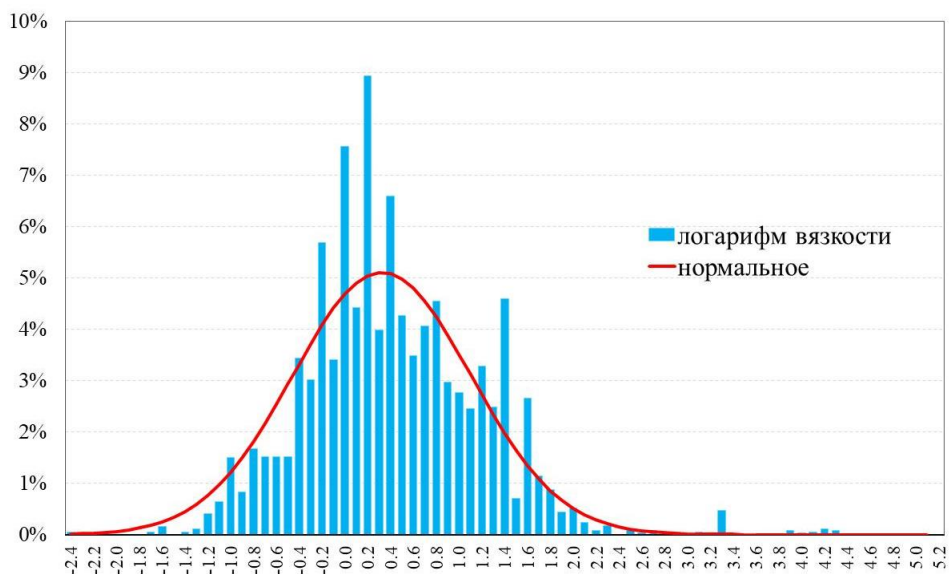


Рис. 4. Гистограмма логарифма вязкости (в пластовых условиях) нефтей и нормальный закон распределения

На рисунке 5 показана гистограмма эффективной нефтенасыщенной толщины залежей (м). Значения эффективной нефтенасыщенной толщины варьируются от 0,1 до 116 метров. Благоприятные пласты с высокой эффективной толщиной довольно редки и располагаются в хвосте распределения, близкого к логнормальному.

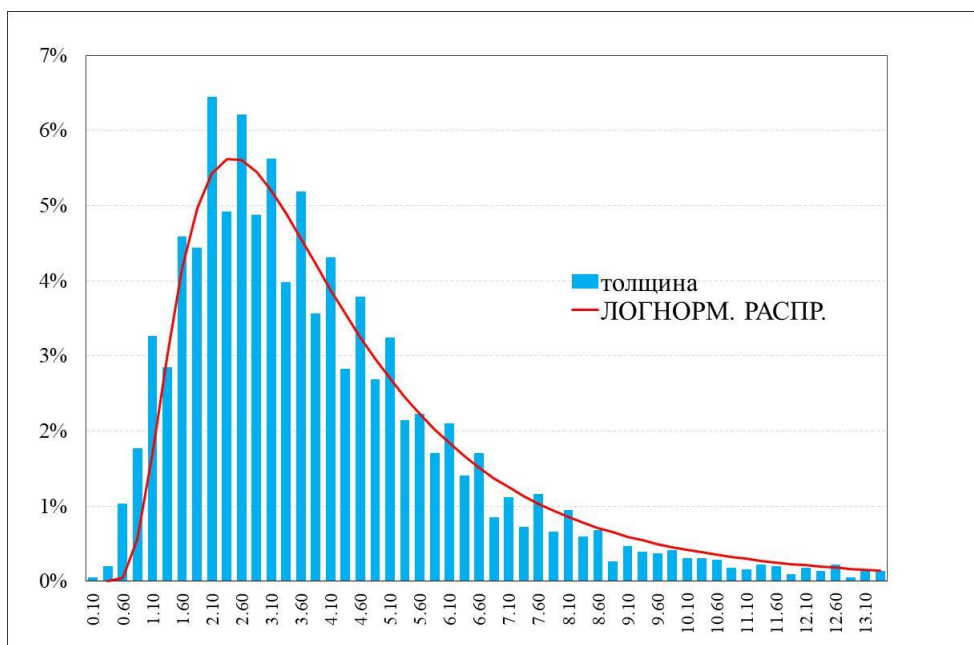


Рис. 5. Гистограмма эффективной нефтенасыщенной толщины пластов и логнормальный закон распределения

На рисунке 6 показана гистограмма величины логарифма эффективной нефтенасыщенной толщины пластов. Общая нефтенасыщенная толщина пластов тоже хорошо аппроксимируется логнормальным распределением.

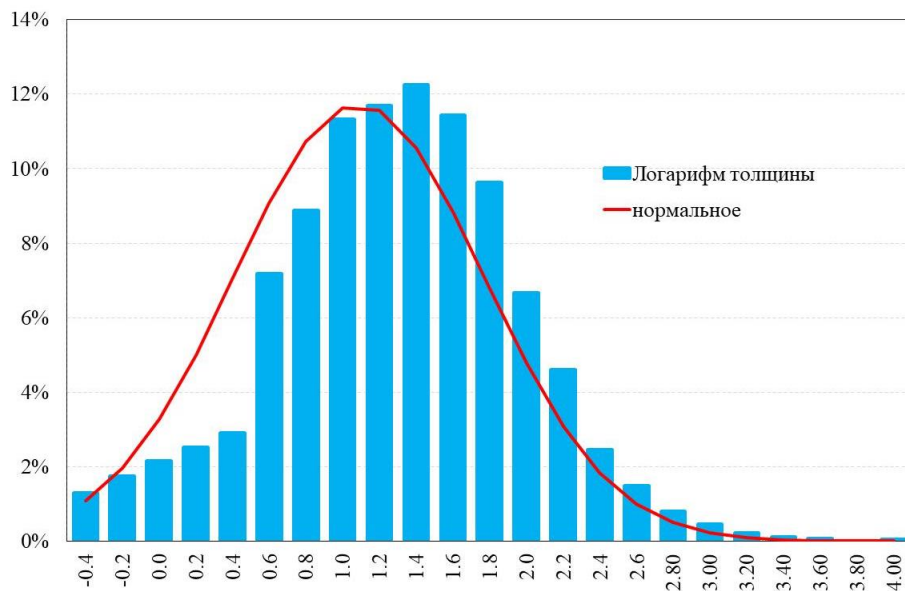


Рис. 6. Гистограмма логарифма эффективной нефтенасыщенной толщины пластов и нормальный закон распределения

На рисунке 7 показана гистограмма площади нефтеносности залежей нефти и логнормальный закон распределения, её аппроксимирующий.

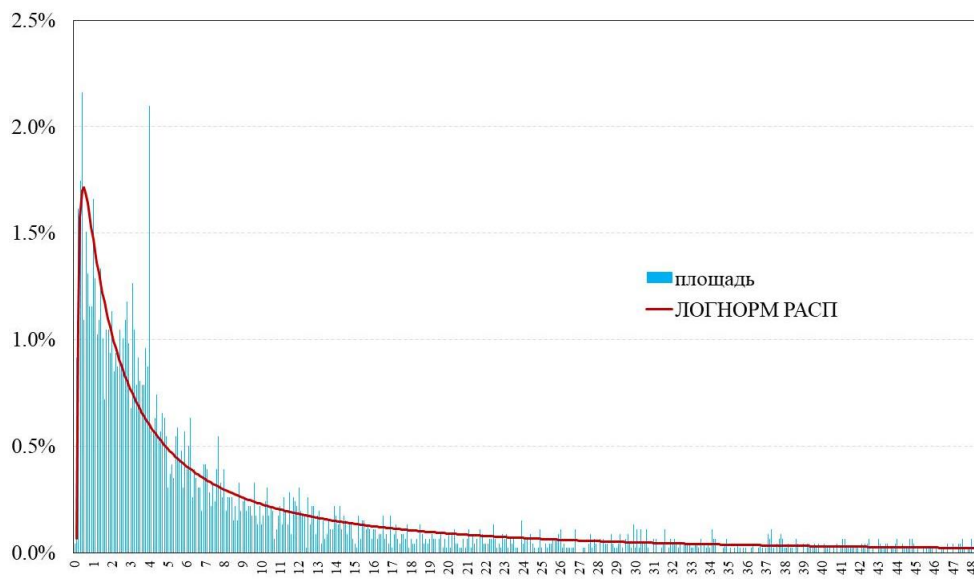


Рис. 7. Гистограмма площади нефтеносности залежей нефти и логнормальный закон распределения

На рисунке 8 показана гистограмма логарифма величины площади и нормальный закон распределения.

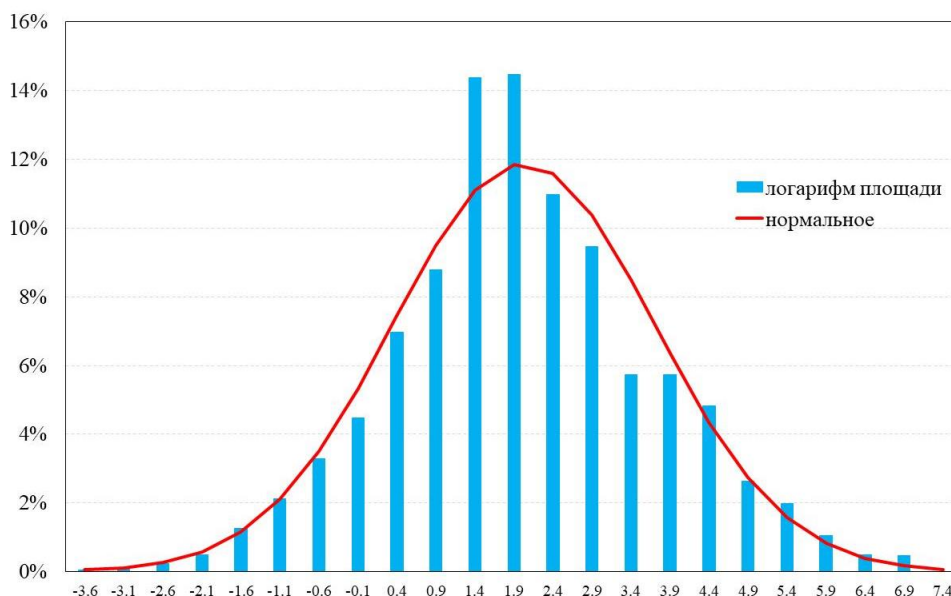


Рис. 8. Гистограмма логарифма площади нефтеносности залежей нефти и нормальный закон распределения

В [3] приводятся примеры того, что объёмы нефтяных залежей подчиняются логнормальному распределению. Данные по ХМАО подтверждают это. На рисунке 9 показана гистограмма начальных геологических запасов нефти ABC_1C_2 залежей и логнормальный закон распределения, её аппроксимирующий.

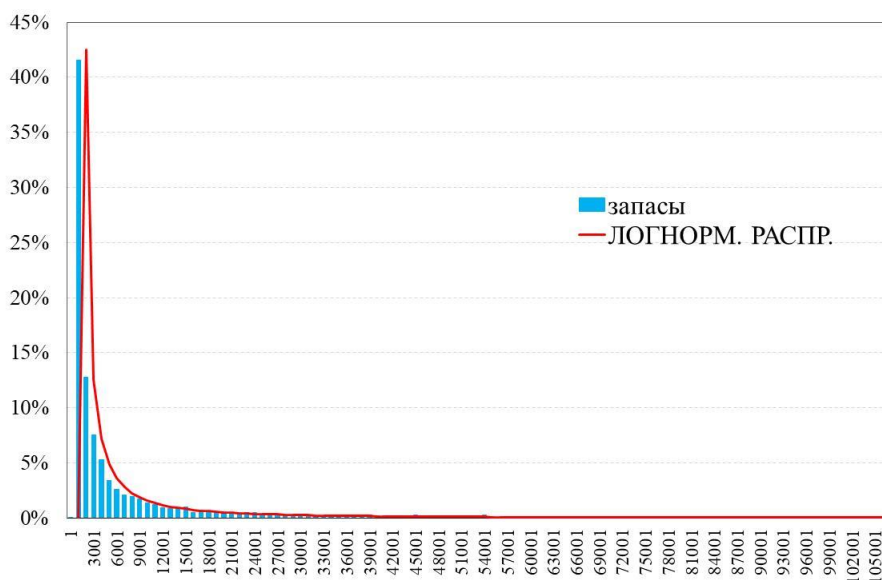


Рис. 9. Гистограмма начальных геологических запасов нефти ABC_1C_2 залежей и логнормальный закон распределения

На рисунке 10 показано хорошее соответствие гистограммы логарифма величины запасов нормальному распределению.

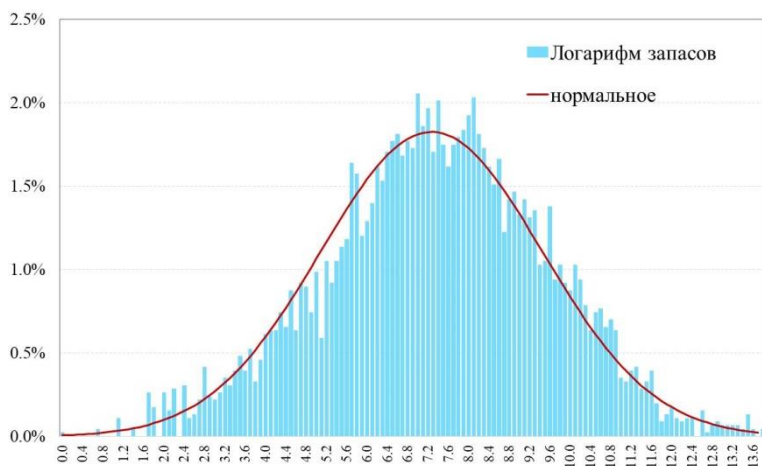


Рис. 10. Гистограмма логарифма начальных геологических запасов нефти ABC₁C₂ залежей и нормальный закон распределения

Гистограмма открытой пористости показывает пример более компактного распределения величин, чем логнормальное распределение (рисунки 11 и 12), хотя у неё тоже имеются хвосты.

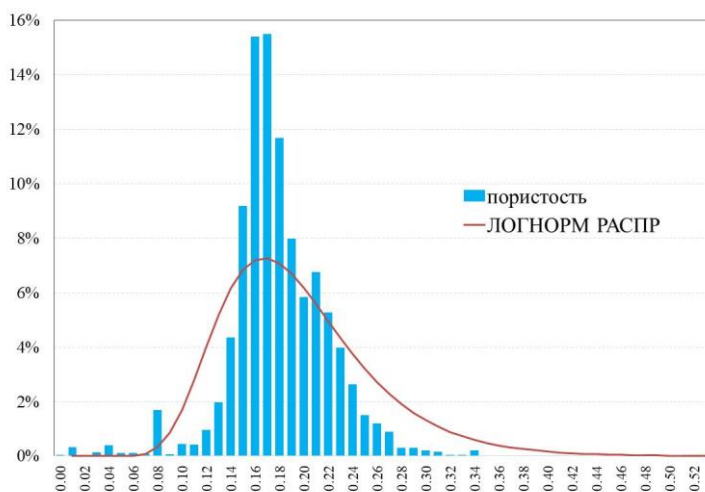


Рис. 11. Гистограмма открытой пористости пластов не соответствует логнормальному закону распределения

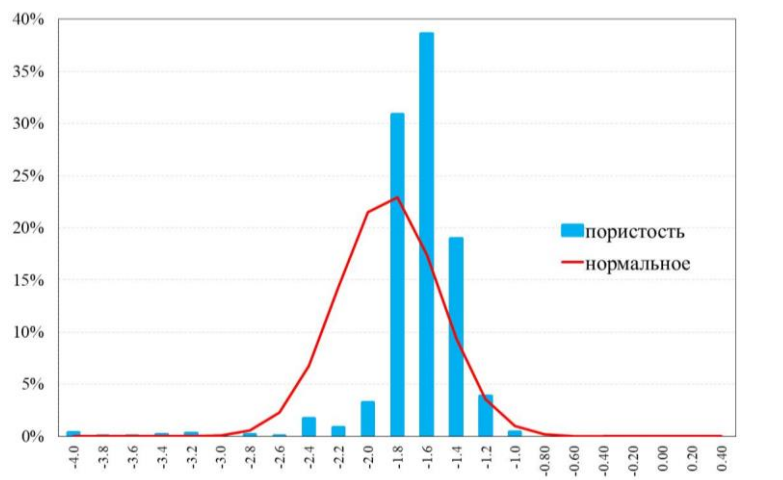


Рис. 12. Гистограмма логарифма открытой пористости пластов не соответствует нормальному закону распределения

У нефтенасыщенности не может быть хвостов, так как она варьируется между 0 и 1. Тем не менее, она имеет симметричную колоколообразную гистограмму.

В таблице 2 приведены оценки статистических показателей рассмотренных характеристик залежей.

Таблица 2. Статистические показатели величин

Характеристики залежей	Величина							Количество данных
	Мин	Среднее	Макс	σ	Скос	Эксцесс	Медиана	
Вязкость в пластовых условиях	0,09	2,3	377	9,4	34	1 308	1,3	3 871
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	0,5	4,1	116	3,8	10	226	3,4	4 578
Общая нефтенасыщенная толщина, м	0,9	11,7	113	10	2,5	10	8,5	1 871
Площадь нефтеносности, км ²	0,03	25	1 434	78	9	111	5	4 578
Начальные запасы геологические ABC ₁ C ₂ , млн т	0,002	16	1 739	72	13	221	1,67	4 578
Проницаемость	0,000001	0,066	5	0,2	17	405	0,014	3 728
Открытая пористость ^{*)}	0,001	0,18	0,35	0,04	-0,17	2,8	0,17	4 578
Нефтенасыщенность ^{*)}	0,3	0,54	1	0,1	1,4	3,4	0,52	4 578

^{*)} Не логнормальное распределение

Источник: расчёты автора

Таблица 3. Статистические показатели логарифмов величин

Характеристики залежей	Ln величины						
	Мин	Среднее	Макс	σ	Скос	Эксцесс ^{**)}	Медиана
Вязкость в пластовых условиях	-2,4	0,365	5,9	0,78	0,78	2,9	0,27
Эффективная нефтенасыщенная толщина	-2,3	1,2	4,8	0,68	-0,16	1	1,2
Общая нефтенасыщенная толщина	-0,1	2,1	4,7	0,8	-0,1	-0,16	2,14
Площадь нефтеносности, км ²	-3,65	1,7	7,3	1,7	0,16	0,14	1,6
Начальные запасы геологические ABC ₁ C ₂ , млн т	-6	0,5	7	2,2	-0,075	0,13	0,5
Проницаемость	-13,8	-4,3	1,6	2	-0,3	0,02	-4,2
Открытая пористость ^{*)}	-6,9	-1,76	-1	0,34	-6	64	-1,8
Нефтенасыщенность ^{*)}	-1,2	-0,64	0	0,18	0,55	1,27	-0,65

^{*)} Не логнормальное распределение

^{**)} Эксцесс нормального распределения по определению = 0

Источник: расчёты автора

Признаки тяжёлого хвоста:

- Мин и макс различаются на несколько порядков;
- Скос > 1;
- Медиана < ср;
- Высокий эксцесс.

Признаки логнормальности:

- Скос и эксцесс логарифма величины, меньше, чем у величины, близки к 0;
- Медиана ln близка к среднему ln;
- Мин и макс ln одного порядка.

3. Зависимости характеристик залежей

Были построены степенные регрессионные модели для пар характеристик залежей. Чем больше площадь пласта, тем больше нефти при прочих равных условиях он может вместить. Рисунок 13 показывает, что такая корреляция весьма значима.

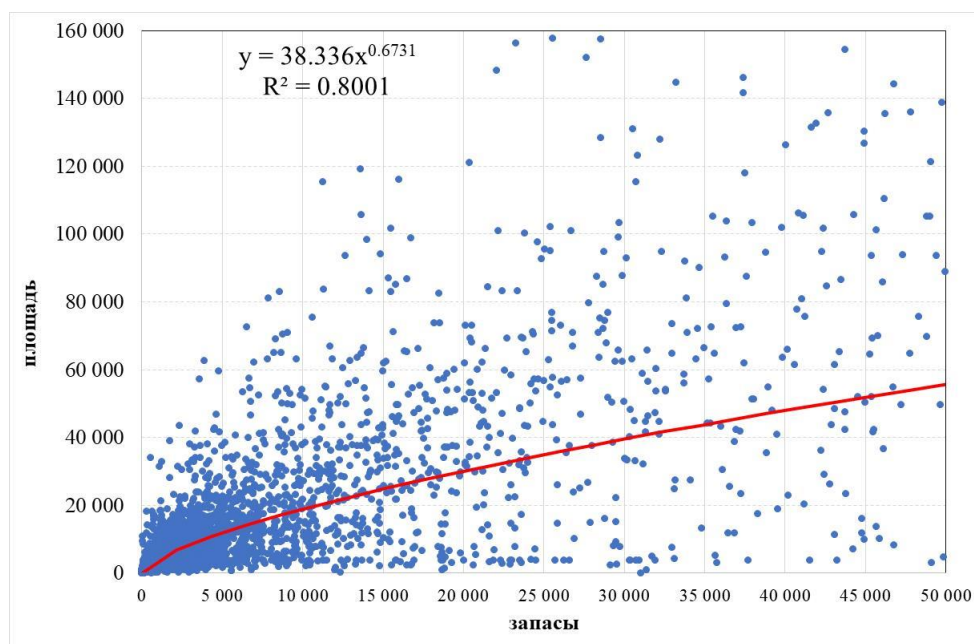


Рис. 13. Наличие степенной зависимости между начальными геологическими запасами нефти ABC_1C_2 и площадью нефтеносности

На рисунке 14 показано наличие положительной зависимости между проницаемостью и открытой пористостью пласта. Если задан интервал значений, то для анализа бралось среднее значение. Низкое значение показателя R^2 говорит о больших отклонениях от тренда, т.е. возможны случаи высокой проницаемости при низкой пористости, как и наоборот.

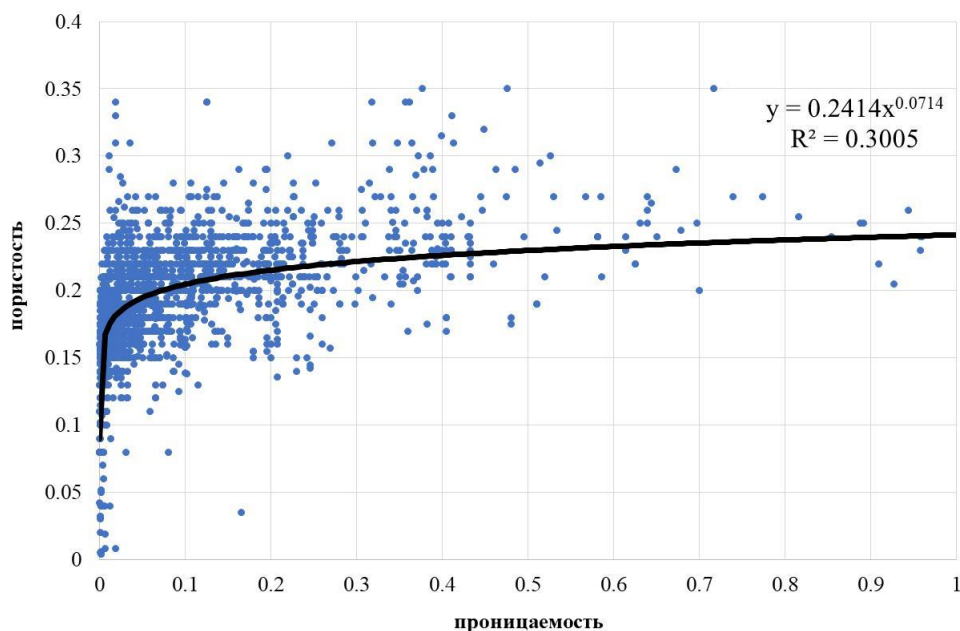


Рис. 14. Наличие степенной корреляции между проницаемостью пласта и открытой пористостью

Рисунок 15 демонстрирует отрицательную корреляцию между пористостью пласта и его эффективной нефтенасыщенной толщиной.

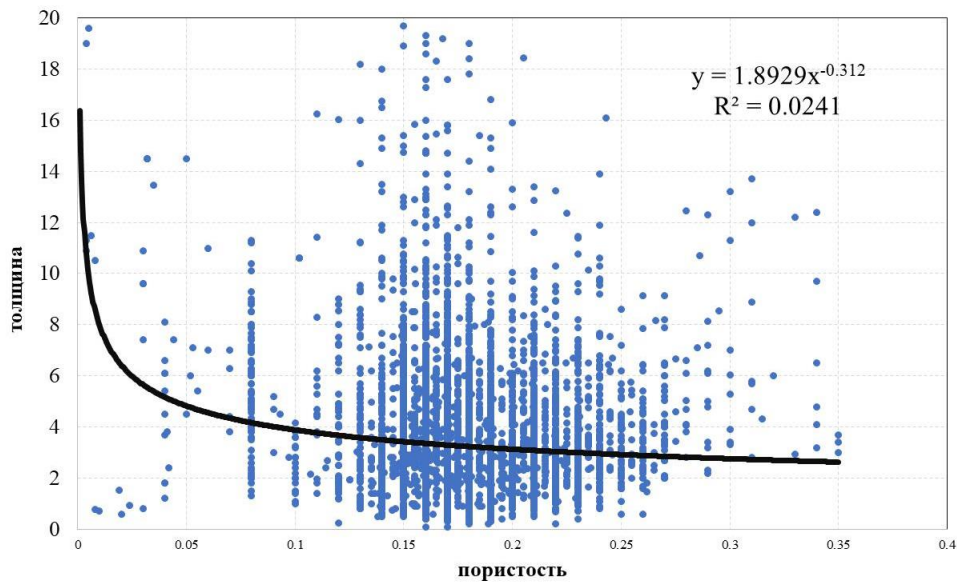


Рис. 15. Наличие степенной корреляции между пористостью и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта

Чем толще пласт, тем больше нефти при прочих равных условиях он может вместить. Рисунок 16 показывает, что корреляция между начальными геологическими запасами залежи и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта фактически существует. Близкая к нулю величина коэффициента регрессии нейтрализуется большим разбросом характеристик (на несколько порядков). Маленькое значение показателя R^2 говорит о больших отклонениях от тренда.

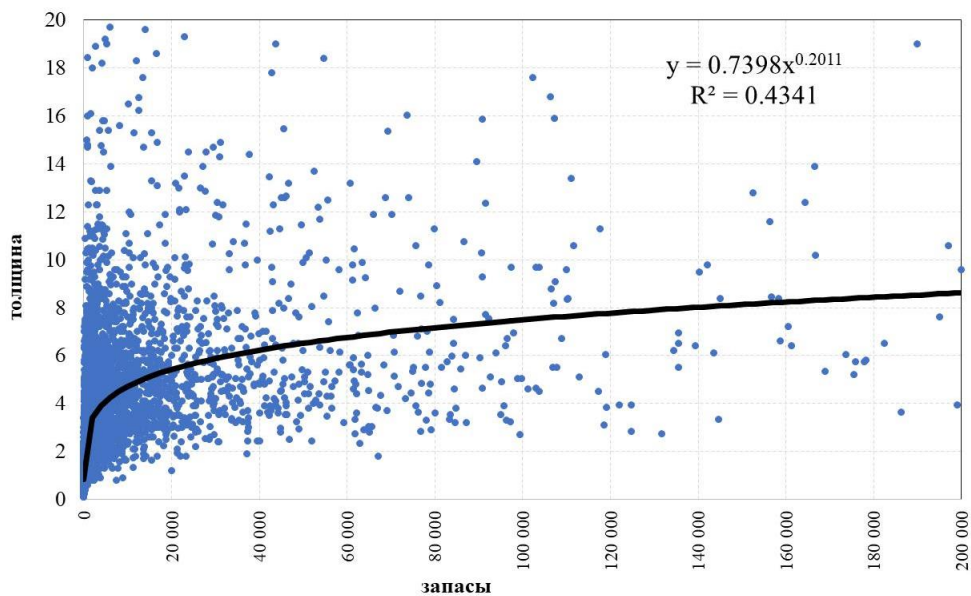


Рис. 16. Наличие степенной корреляции между начальными геологическими запасами нефти и эффективной нефтенасыщенной толщиной пластов

Рисунок 17 демонстрирует отрицательную корреляцию между пористостью пласта и его нефтенасыщенностью.

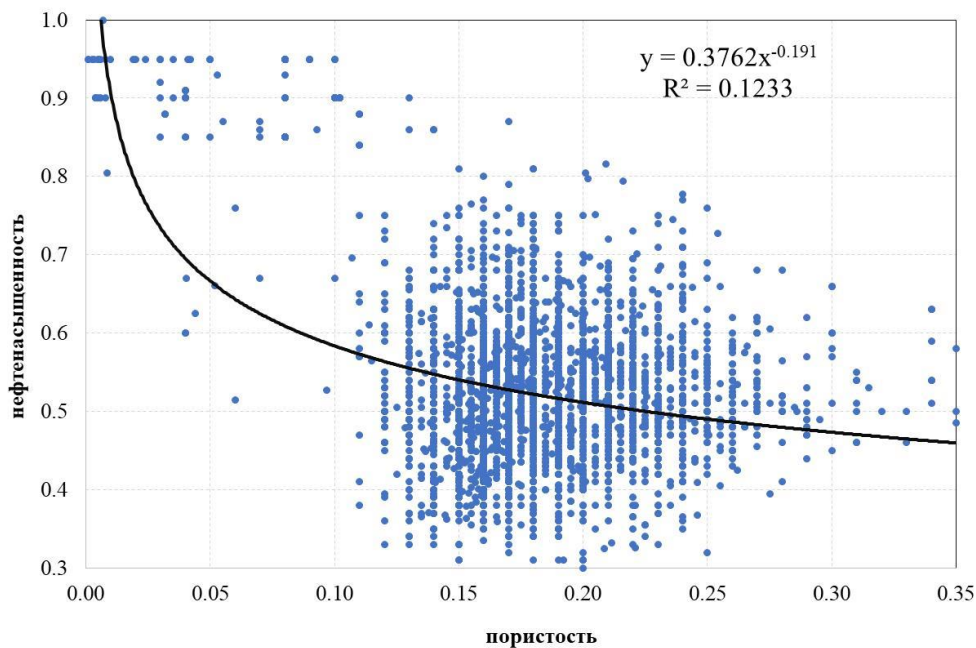


Рис. 17. Наличие степенной корреляции между пористостью пласта и его нефтенасыщенностью

Рисунок 18 показывает положительную корреляцию между площадью и толщиной пласта.

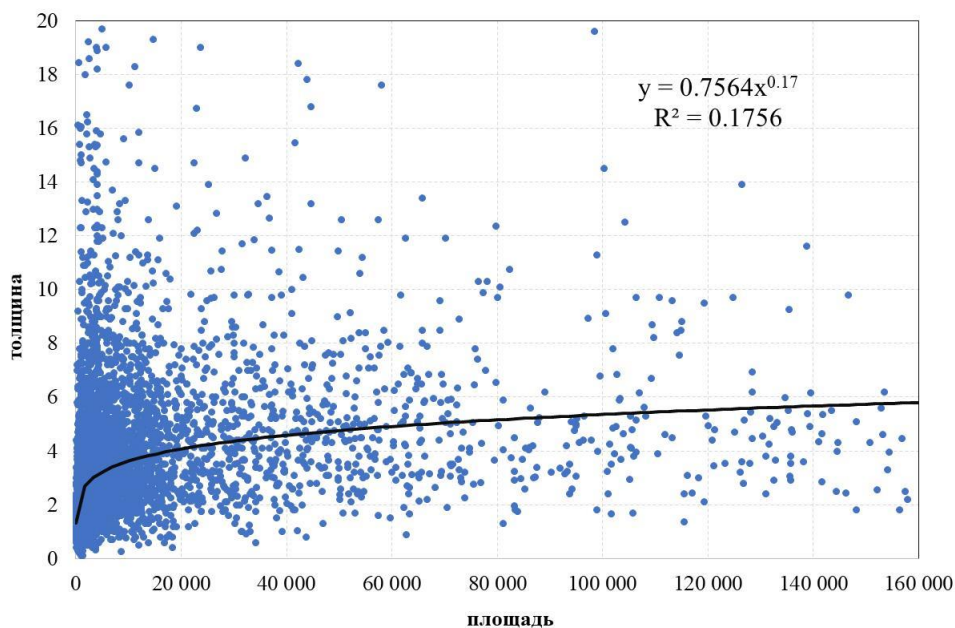


Рис. 18. Наличие степенной корреляции между площадью нефтеносности и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта

Если обе случайные величины x и y распределены логнормально, то величины $\ln x$ и $\ln y$ распределены нормально, и между ними может быть построена линейная регрессия. Линейная регрессия логарифмов величин соответствует степенному тренду самих величин.

В таблице 4 приведены оценки показателей степенных регрессий характеристик залежей (число точек n , степень m , статистические критерии F и R^2). Для показателей R_{xy}^2 , m_{xy} – зависимая величина y , для R_{yx}^2 , m_{yx} – x . Не вошедшие в таблицу 4 пары случайных величин не показали значимой корреляции.

Критерий F позволяет проверить гипотезу, что наклон линейного тренда не нулевой. Если $F > 12$ и число залежей > 120 , то гипотеза принимается с достоверностью 0,1 % [4]. Высокие значения критерия F означают большую статистическую значимость линейной регрессии (для логарифмов величин). Значения F не зависят от того, какую величину считать зависимой, x или y .

Таблица 4. Показатели степенной регрессии между характеристиками залежей ХМАО

x	y	R^2_{xy}	m_{xy}	F	n	R^2_{yx}	m_{yx}
Запасы	Площадь	0,73	0,67	18 320	4 578	0,68	1,2
Пористость ^{*)}	Нефтенасыщенность ^{*)}	0,17	-0,19	644 ^{**)}	4 578	0,046	-0,65
Запасы	Толщина	0,18	0,2	3 509	4 578	0,0008	2,16
Пористость ^{*)}	Толщина	0,21	-0,3	113	4 578	0,005	-0,08
Площадь	Толщина	0,07	0,17	974	4 578	0,02	1,03
Нефтенасыщенность ^{*)}	Запасы	0,006	3,3	367	4 578	0,06	0,02
Нефтенасыщенность ^{*)}	Толщина	0,06	0,91	295	4 578	0,06	0,07
Нефтенасыщенность ^{*)}	Площадь	0,01	1,85	197	4 578	0,03	0,02
Проницаемость	Пористость ^{*)}	0,45	0,07	1 600	3 728	0,09	4,2
Проницаемость	Вязкость	0,012	0,11	331	3 468	0,005	0,78

^{*)} не логнормальная случайная величина

^{**)} F -распределение применимо асимптотически [5], при больших n .

Если в качестве зависимой величины выбирать логнормальную характеристику, то гипотеза о логнормальном распределении остатков обоснована.

Низкие оценки R^2 для многих пар характеристик говорят о небольшой доле разброса, объясняемого регрессией (большим разбросом остатков). Для степенных трендов на графиках, Microsoft изменила формулу вычисления показателя R^2 [6]. До апреля 2021 года на график выводился R^2 линейного тренда логарифмов величин (на рисунках 13-18). В этом случае, значения R^2 не зависят от того, какую величину считать зависимой, x или y . Позже стали считать, что R^2 равна квадрату коэффициента корреляции тренда и зависимой величины y (в таблице 4). В этом случае величина R^2 зависит от того, какая случайная величина считается зависимой.

4. Заключение

Выявлены пять характеристик залежи с резко несимметричным распределением (хвостами), удовлетворительно аппроксимируемым логнормальным распределением вероятности:

- Начальные запасы нефти (геологические ABC_1C_2)
- Вязкость нефти в пластовых условиях
- Проницаемость пласта
- Нефтенасыщенная толщина пласта (эффективная и общая)
- Площадь нефтеносности залежей

Это надо учитывать при прогнозе добычи нефти из неразведанных пока ресурсов нефти. Методы, приспособленные к нормальному распределению, в этом случае не годятся.

Литература

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть. М., 2021.
2. Хастингс Н., Пикок Дж. Справочник по статистическим распределениям. – Пер. с англ. – М.: Статистика, 1980. – 95 с.
3. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии. – Пер. с англ. В 2-х книгах. – М.: Недра, 1990. 427 с.
4. Афифи А., Эйзен С. Статистический анализ: Подход с использованием ЭВМ. – Пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 488 с.
5. Вербик М. Путеводитель по современной эконометрике. М., Научная книга, 2008. 615 с.
6. Изменения внутренних вычислений линий тренда на диаграмме. Excel для Microsoft 365. <https://support.microsoft.com/ru-ru/topic/изменения-внутренних-вычислений-линий-тренда-на-диаграмме-282028ce-5bce-4393-a488-3d6c167c79a5>.