

НЕКОТОРЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ ПО СТАТИСТИЧЕСКОМУ МЕТОДУ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

Л. А. ПУХЛЯКОВ, М. В. САМОЙЛОВА

(Представлена научным семинаром кафедр горючих ископаемых)

Как известно, статистический метод подсчета запасов нефти применяется только в тех случаях, когда никаких мероприятий по интенсификации добычи не проводится, благодаря чему среднесуточный дебит по каждой скважине постоянно уменьшается. Расчет этим методом начинается с определения коэффициента изменения добычи K_n , под которым понимается отношение среднесуточной добычи по некоторой группе скважин за последующий месяц q'' , например за февраль, к среднесуточной добыче за предыдущий месяц q' , например за январь, одного и того же года:

$$K_n = \frac{q''}{q'}. \quad (1)$$

В расчете принимают участие среднесуточные дебиты по всем месяцам по всем скважинам. Чтобы охватить такое большое количество фактического материала, составляются корреляционные таблицы. Различают корреляционные таблицы обыкновенные и логарифмические. В настоящее время используются исключительно вторые из них, и на этом основана вся методика определения коэффициента K_n .

Устроены логарифмические корреляционные таблицы следующим образом. С левой стороны страницы наносятся средние логарифмы среднесуточных дебитов скважин за предыдущий месяц, правее, рядом с ними, пределы интервалов этих дебитов в логарифмах, еще правее пределы в натуральных числах (табл. 1). Аналогичным образом, в самом верху таблицы приводятся средние логарифмы среднесуточных дебитов за последующий месяц, рядом с ними пределы интервалов (групп) этих дебитов в логарифмах, еще ниже пределы в натуральных числах. На определении последних и необходимо прежде всего заострить внимание.

Дело в том, что средние логарифмы по интервалам таблицы и пределы в логарифмах выбираются такими, чтобы с ними было удобно обращаться. Например, в качестве средних логарифмов можно выбрать 2,1; 2,0; 1,9; 1,8 и т. д., а в качестве пределов в логарифмах 2,15; 2,05; 1,85; 1,75 и т. д.

Казалось бы, нет ничего проще взять по этим величинам антилогарифмы и занести их в таблицу. Однако, авторы, излагающие этот метод [1, 3, 4], слишком увлекаются округлениями. Такой подход оказывается оправданным, если замерщики будут округлять полученные

ими результаты до целых чисел. А что случится, если с целью более точного расчета на промысле будут организованы более точные замеры дебитов скважин? Произойдут искажения результатов. Поэтому на прилагаемой к данной работе табл. 1, значения пределов интервалов в числах даны на основании таблиц семизначных логарифмов Г. Вега [2] с точностью до пятого знака. Это позволит занести в данную таблицу дебиты, определенные с точностью до десятых долей тонны.

Заполнение корреляционной таблицы следует производить как обычно. А именно, исходя из величины предыдущего дебита следует выбрать строку, пределы интервалов которой даны с левой стороны, а исходя из величины последующего — графу того интервала, пределы которого даны в верхней части таблицы. Допустим, что среднесуточный дебит некоторой скважины в некотором году составил в январе 46 т/сут., в феврале — 45 т/сут., в марте — 44 т/сут., в апреле — 43 т/сут., и в мае 42 т/сут. Для первой пары дебитов (46—45) выбираем строку со средним логарифмом 1,7 (пределы в числах 56, 234—44,668) и вертикальную графу с таким же средним логарифмом. На пересечениях их (в клетке, принадлежащей обоим им), ставим точку. Для второй пары дебитов (45—44) горизонтальная строка остается той же, а вертикальная графа оказывается другой (величина 44 попадает в пределы 44,668—35,481). Следующие пары дебитов: 44—43 и 43—42 укладываются в одну клетку — в клетку со средними логарифмами 1,6.

После окончания разноса количество точек во всех клетках подсчитывается, и на основании этого подсчета для каждого предыдущего дебита определяются средние логарифмы последующих дебитов. Расчет ведется по формуле

$$x = \frac{x_1 \cdot n_1 + x_2 n_2}{n_1 + n_2} \quad (2)$$

Например, для предыдущего дебита со средним логарифмом 1,7 он выразится соотношением

$$x = \frac{1,7 \cdot 72 + 1,6 \cdot 8}{72 + 8} = 1,6900. \quad (2, a)$$

Наконец, на основании полученных данных определяется коэффициент изменения добычи. Выполнять эту операцию разные авторы предлагают по-разному, однако, не все предлагаемые методы достаточно совершенны. Например, А. М. Агаджанов и М. И. Максимов [1] предлагают первоначально по логарифмам определять значения предыдущих и последующих дебитов в натуральных числах, затем откладывать первые по вертикальной, а вторые по горизонтальной оси, а после этого полученные точки соединить скользящей кривой. Тангенс угла наклона этой кривой на разных участках и даст коэффициент изменения добычи при различных дебитах.

Однако исправлять здесь необходимо третий и четвертый знаки после запятой, а график позволяет исправлять лишь первый и второй знаки после запятой. В связи с этим здесь рекомендуется строить график не логарифма среднего последующего дебита, а его недостатка до логарифма предыдущего дебита или логарифма коэффициента изменения добычи. Производится это следующим образом.

Прежде всего, в таблицу вводится еще одна вертикальная графа — разность логарифмов среднего последующего и предыдущего дебитов, которая представляет собой десятичный логарифм коэффициента изменения добычи. Затем строится график, по горизонтальной оси кото-

рого откладываются логарифмы предыдущего дебита, а по вертикальной — его разность с логарифмом последующего дебита (рис. 1).

$$\tau = \lg q'' - \lg q'.$$

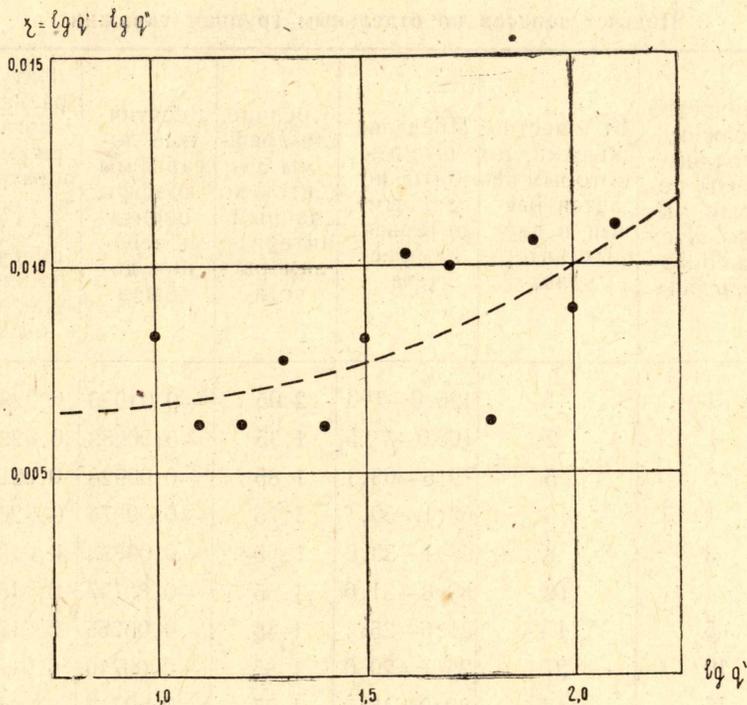


Рис. 1. График зависимости разности логарифмов среднего последующего и предыдущего дебитов (десятичного логарифма коэффициента изменения добычи) от логарифма предыдущего дебита

Если бы соотношение (1) было постоянным или почти постоянным, то все точки на графике $\tau = f(\lg q')$ оказались бы на одной прямой, и эта прямая была бы параллельной оси абсцисс этого графика. В этом случае было бы справедливым соотношение

$$q = q_0 \cdot K_n^t, \quad (3)$$

где q_0 и q — среднесуточные дебиты соответственно за исходный месяц и некоторый месяц в будущем, t — время между серединами этих месяцев (в месяцах). При составлении окончательной формулы статистического метода из справедливости этого соотношения и исходят. Между тем, как это видно из приведенного графика (рис. 1), точки разностей логарифмов дебитов не ложатся на прямую, параллельную оси абсцисс. Поэтому полученные данные сглаживаются скользящей кривой, и соотношение (3) рассматривается как справедливое лишь в пределах отдельных групп скважин, определяемых средними дебитами корреляционной таблицы. В данном случае такими дебитами будут 126, 100; 79,5; 63,1; 50,1; 39,8; 25,1; 20,0; 15,8; 12,6; 10,0 и 2,0 т/сут. (в качестве нижнего предела последнего интервала всегда берется минимальный дебит, при котором возможна эксплуатация). Для этих групп значения коэффициента изменения добычи определяются на основании положения скользящей кривой (рис. 1). Выполнять это рекомендуется следующим образом.

Прежде всего определяются пределы интервалов, по которым будет производиться расчет, средние дебиты по этим интервалам и их логарифмы (табл. 2). Затем, обращаясь к графику зависимости раз-

Таблица 2

Подсчет запасов по отдельным группам скважин

Средние логарифмы расчетных интервалов корреляционной таблицы	Количество скважин, начальные дебиты которых укладываются в данные интервалы	Количество скважин, по которым ведется расчет в данных интервалах	Предельные дебиты по данным интервалам расчета	Средние логарифмы дебитов по данным интервалам расчета	Десятичные логарифмы коэффициента изменения добычи	Натуральные логарифмы обратных величин коэффициента изменения добычи	Общие запасы в пределах данных интервалов расчета
2,1	1	1	126,0—100	2,05	—0,01035	0,0238	33000
2,0	1	2	100,0—79,5	1,95	—0,00983	0,0226	55000
1,9	3	5	79,5—63,1	1,85	—0,00928	0,02135	117000
1,8	1	6	63,1—50,1	1,75	—0,00876	0,0202	117500
1,7	2	8	50,1—39,8	1,65	—0,00833	0,0192	130500
1,6	4	12	39,8—31,6	1,55	—0,00797	0,01835	163000
1,5	5	17	31,6—25,1	1,45	—0,00765	0,0176	191000
1,4	10	27	25,1—20,0	1,35	—0,00740	0,01705	246000
1,3	15	42	20,0—15,8	1,25	—0,00717	0,01650	325000
1,2	11	53	15,8—12,6	1,15	—0,00697	0,01605	321000
1,1	8	61	12,6—10,0	1,05	—0,00685	0,0158	305000
1,0	2	63	10,0—2,0	0,95	—0,00645	0,01485	1035000

Итого: 3039000

ностей логарифмов дебитов от логарифмов предыдущих дебитов (рис. 1), определяются средние значения этих разностей, которые, как отмечалось выше, представляют собой десятичные логарифмы коэффициентов изменения добычи. Для определения последних по ним достаточно привести эти логарифмы к положительной мантиссе, а затем, пользуясь таблицами логарифмов, определить этот коэффициент. Например, если значение полученной разности будет равно —0,0103, то после приведения к положительной мантиссе логарифм коэффициента изменения добычи будет равен $\bar{1},9897$ и натуральное значение его 0,97656. Наконец, действуя по методике А. М. Агаджанова и М. И. Максимова [1], М. А. Жданова [3, 4] и других авторов, необходимо определить недостаток коэффициента изменения добычи до единицы в данном случае

$$1 - K_n = 1 - 0,97656 = 0,02344 \quad (4)$$

и подставить полученное значение в расчетную формулу

$$Q = \frac{q_0 - q_n}{1 - K_n} = q_0, \quad (5)$$

где Q — возможная добыча по данной скважине (общие запасы);
 q_0 и q_n — среднесуточные дебиты за исходный и конечный месяцы;
 K_n — коэффициент изменения добычи.

Предлагаемая методика предусматривает отказ от приведения десятичных логарифмов коэффициентов изменения добычи к положительной мантиссе и определения натуральных значений этого коэффициента. Вместо этого предлагается непосредственно по осредненной разности десятичных логарифмов τ определять значения натуральных логарифмов коэффициента изменения добычи и вести расчет по новой формуле, которая выводится следующим образом.

Выразим среднесуточный дебит по данной скважине за некоторый месяц в будущем через

$$q = \frac{1}{30,4} \cdot \frac{dQ}{dt}, \quad (6)$$

где dQ — приращение общей добычи в тоннах за время dt в месяцах; и 30,4 — коэффициент, выражающий среднее количество дней в месяце. Затем, подставляя в него вместо q правую часть выражения (3) и вынося приращение месячной добычи в левую часть уравнения, получаем

$$dQ = 30,4 \cdot q_0 \cdot K_n^t dt. \quad (7)$$

Чтобы привести это выражение к виду, удобному для интегрирования, допустим, что

$$\ln \frac{1}{K_n} = \alpha, \quad (8)$$

в таком случае

$$K_n = e^{-\alpha}, \quad (8,а)$$

и выражение (7) принимает вид

$$dQ = 30,4 \cdot q_0 \cdot e^{-\alpha t} \cdot dt, \quad (9)$$

а интегрируя его в пределах от $t_1 = 0$ до $t_2 = t$, получаем

$$Q = 30,4 q_0 \int_{t_1}^{t_2} e^{-\alpha t} dt,$$

$$Q = 30,4 \frac{q_0}{-\alpha} (e^{-\alpha t} - e^{-\alpha t_1})$$

$$Q = 30,4 \frac{q_0}{\alpha} (e^{-\alpha t_1} - e^{-\alpha t_2}),$$

$$Q = 30,4 \frac{q_0}{\alpha} (1 - e^{-\alpha t}). \quad (10)$$

Наконец, вводя в скобку величину начального дебита q_0 и принимая во внимание выражения (8,а) и (3), получаем суммарный приток по одной скважине:

$$Q = 30,4 \frac{1}{\alpha} (q_0 - q_0 \cdot e^{-\alpha t}).$$

$$Q = 30,4 \frac{1}{\alpha} (q_0 - q_0 \cdot K_n),$$

$$Q = 30,4 \frac{1}{\alpha} (q_0 - q). \quad (11)$$

Полагая, что в данной группе имеется не одна скважина, а не-

сколько, и количество их равно n , находим общие запасы нефти по данной группе скважин:

$$Q = 30,4 \frac{n}{\alpha} (q_0 - q), \quad (12)$$

Расчет по этой формуле рекомендуется производить в таком порядке. Прежде всего определяется количество скважин, начальные дебиты которых укладываются в пределы первой графы корреляционной таблицы (в данном случае 141,2—112,2). Допустим, что такая скважина одна. Затем определяются начальный и конечный дебиты, в пределах которых коэффициент изменения добычи можно считать постоянным. Выше в качестве таких дебитов рекомендовалось принять средние дебиты отдельных граф корреляционной таблицы, в данном случае это будут 126 и 100.

По этим дебитам определяются их среднее значение и его логарифм (в данном случае 2,05) и затем на основании графика (рис. 1) — соответствующий ему десятичный логарифм коэффициента изменения добычи (в данном случае — 0,01035). По десятичному логарифму определяется натуральный логарифм обратной величины коэффициента изменения добычи. Для этого у десятичного логарифма знак меняется на обратный и он умножается на 2,3026 (или делится на 0,4343).

$$\alpha = -2,3026 \tau. \quad (13)$$

Для рассматриваемого интервала эта величина будет равна 0,0238. Наконец, подставляя полученные значения в выражение (12), получаем

$$Q_1 = 30,4 \frac{1}{0,0238} (126 - 100) = 33200.$$

Все эти данные заносятся в таблицу (табл. 2).

После определения суммарной добычи по данной группе скважин в первом интервале переходят ко второму (в данном случае к интервалу 100,0—79,5 т/сут.), то есть определяют, сколько нефти эти скважины дадут в пределах этого интервала. Вместе с ними рассматриваются скважины, начальный дебит которых укладывается в пределы второй графы корреляционной таблицы (в данном случае 112,2—89,12). Допустим, что в этой группе оказалась также одна скважина. Таким образом, расчетное число скважин для второго интервала равно двум. Величина натурального логарифма (α) определяется аналогичным образом, в данном случае она будет равна 0,0226. В итоге расчет по этому интервалу примет вид:

$$Q_2 = 30,4 \frac{2}{0,0226} (100 - 79,5) = 55200.$$

По остальным интервалам расчет ведется аналогичным образом, и в каждом новом интервале к уже рассчитываемым скважинам добавляются новые, начальные дебиты которых укладываются в более низкие интервалы корреляционной таблицы (табл. 2).

Расчет по формуле (12) по сравнению с расчетом по формуле (5) прежде всего сокращает объем расчетной работы, ибо здесь отпадает необходимость приводить десятичный логарифм к положительной мантиссе, определять по нему натуральное значение коэффициента изменения добычи и его недостатка до единицы. Эти три операции заменяются одной — определением натурального логарифма обратной величины коэффициента изменения добычи по десятичному, то есть умножением его на 2,3026. А это, кроме сокращения затрат труда, уменьшает еще

и вероятность ошибки, что не менее важно. Наконец, некоторое значение имеет и тот факт, что отпадает необходимость лишней раз обращаться к таблицам логарифмов.

ЛИТЕРАТУРА

1. А. М. Агаджанов, М. И. Максимов. Нефтепромысловая геология. Гостоптехиздат, 1958.
2. Г. Вега. Таблицы семизначных логарифмов. Геодезиздат, 1955.
3. М. А. Жданов, В. Р. Лисунов, А. В. Величко, Д. А. Гришин. Подсчет запасов нефти и газа. Гостоптехиздат, 1959.
4. М. А. Жданов. Нефтегазопромысловая геология. Гостоптехиздат, 1962.