МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИ

РУКОВОДСТВО

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДЛИТЕЛЬНОСТИ И ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ

РД 39-9-594-81

1981 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИ

УТВЕРЖДАЮ :

Заместитель Министра
нефтяной промышленности

_____ Э.М.Халимов

_____ 1981 г

Р У К О В О Д С Т В О

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДЛИТЕЛЬНОСТИ И ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ.

РД 39 - 9 - 594 - 81

1981 г.

В руководстве приводятся результаты гидродинамических расчётов для определения необходимой точности замеров исходных нефтепромысловых параметров в зависимости от допустимых отклонений оцениваемых параметров разработки.

Рассмотрены различные статистические методы определения длительности индивидуальных замеров дебитов скважин с помощью автоматизированной системы "Спутник", обеспечивающие оценку их средних значений с заданной точностью.

Руководство составлено сотрудниками ВНИИнефти:
Мирзаджанзаде А.Х., Гусев В.И., Максимов М.М., Басович И.Б., Вороновский В.Р., Бакарджиева В.И., Мамедов Б.А., Капцанов Б.С., Воронкова Л.Н., Улин И.И., Мамедов А.В., Зейналов Р.А.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДЛИТЕЛЬНОСТИ И ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ

РД 39-9-594 -81

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
№ 555 от 21.10.81 г.

Срок введения с 01.12.81

Срок действия до 01.12.86

I. ВВЕДЕНИЕ

При определении периодичности и продолжительности измерений количества жидкости в продукции скважин необходимо учесть ряд особенностей разработки каждого месторождения.

Повышение точности измерений связано, в частности, с необходимостью оценки эффективности различных технологических процессов воздействия на пласт и призабойную зону.

Суммарный эффект от применения различных технологических процессов с учетом взаимодействия скважин и пластов, изменения гидродинамической ситуации как в окрестности объекта воздействия, так и на значительном удалении от него в ряде случаев выражается величиной в несколько процентов от первоначального показателя.

Проверить достоверность влияния соответствующих воздействий на текущие технологические параметры разработки только на основании прямых промысловых экспериментов практически невозможно из-за необходимости проведения чрезвычайно большого числа специальных исследований.

В последнее время получили развитие новые диагностические методы оценки эффективности и контроля технологических процессов воздействия, основанные на анализе текущей промысловой информации, в основном дебитов добывающих и нагнетательных скважин. Степень надежности выводов и решений, принятых в результате диагностического анализа в значительной степени зависит от точности замеров исходных данных. В некоторых случаях проблема получения достоверной промысловой информации приобретает первостепенное значение и может быть определяющей для успешного решения целого ряда задач по оценке эффективности и прогнозированию результатов различных технологических процессов в нефтегазодобыче.

Приведем простой пример, связанный с установлением степени гидродинамического взаимодействия скважин по колебаниям их дебитов по жидкости в процессе нормальной эксплуатации. При выполнении определенных условий показатель интерференции X (отношение коэффициентов взаимовлияния и самовлияния) выражается через коэффициент корреляции дебитов скважин следующим образом :

$$X \approx \frac{1}{2} r_{q_1 q_2} .$$

Если дебиты определяются с ошибками, имеющими дисперсию σ_ξ^2, то в этом случае

$$X = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{\sigma_\xi^2}{\sigma_q^2 - \sigma_\xi^2}\right) r_{q_1 q_2} .$$

Откуда следует, что точность замеров текущих технологических параметров существенно влияет на оценку степени гидродинамического взаимодействия скважин.

Можно показать также, что относительная погрешность показателя интерференции ε_1, определенного по приведенным формулам при заданной доверительной вероятности P, зависит от объема выборки n, а именно

$$n \approx \frac{(\operatorname{erf}^{-1}(P))^2}{2X^2\varepsilon_1^2}\left(1+\frac{\sigma_\xi^2}{\sigma_q^2-\sigma_\xi^2}\right)$$

где $\operatorname{erf}(X)$ - функция ошибок.

Из последних формул видно, что увеличение точности измерений количества жидкости приводит, в частности, к сокращению объема выборки, необходимого для установления интерференции скважин по текущей промысловой информации.

В руководстве приводятся различные методы вычисления времени индивидуальных измерений, обеспечивающих заданную точность оценки среднесуточного дебита скважин, а также способы обработки текущих технологических параметров на основе Косинор-анализа и рядов Котельникова с целью получения осредненных значений дебитов за определенный промежуток времени.

Определение периодичности и продолжительности замера дебита жидкости позволяет в целом ряде случаев сократить время исследования скважин и пластов, необходимых для установления оптимального режима работы скважин.

Данное руководство предназначено для инженерно-технических работников, занимающихся вопросами исследования скважин, а также анализом различных методов воздействия на пласт и скважины.

2. Требования к точности исходных данных используемых в автоматизированной системе проектирования разработки нефтяных месторождений

Во ВНИИ используются две методики гидродинамических расчетов.

Согласно первой методике для определения необходимой точности замера какого-либо исходного параметра (в процентах) необходимо умножить значение заданного максимального отклонения показателя разработки (в процентах) на коэффициент, равный отношению принятой точности определения данного исходного параметра к предельному отклонению показателя разработки. Значения этих коэффициентов приведены в табл.I.

Как пользоваться таблицей коэффициентов видно на следующем примере. Допустим, нам необходимо, чтобы возможные отклонения значения коэффициента нефтеотдачи пласта, связанные с погрешностями измерений первичных параметров, не превышали $\pm$ IO %. Тогда для определения необходимой для этого точности замеров первичных параметров следует число IO умножить на коэффициенты, стоящие в столбце нефтеотдачи в строке соответствующего параметра. Так, например, вязкость нефти необходимо измерять с точностью 0,4·IO = 4 % (а принятая точность равна 5 %, при которой нефтеотдача получается с отклонением до I2 %). Перепад давления необходимо измерять с точностью 0,08·IO = 0,8 % и т.д. Тогда требуемая точность исходных данных (в процентах), необходимая для получения заданной точности (I %, 2 %, 3 %, 5 %) накопленной добычи нефти с месторождения будет иметь значения, представленные в табл.2

Таблица I

Исходные параметры, использованные в расчете	Проектные показатели разработки				
	$Q_{ж}$, м³	$Q_{ж}$, т	$Q_{н}$, т	$g_{н}$ т/сут	η
h	0,4	0,3	0,3	0,3	
$\mu_{н}$	0,25	0,2	0,2	0,2	0,4
$\rho_{св}$	0,05	0,04	0,04	0,04	0,08
$\rho_{он}$	0,05	0,04	0,04	0,04	0,08
m	0,075	0,05	0,05	0,06	0,13
$\mu_{в}$	0,125	0,09	0,09	0,1	0,2
k	0,2	0,14	0,14	0,15	0,3
ΔP	0,05	0,04	0,04	0,04	0,08
z_{c}	1,25	0,9	0,9	0,9	1,0
$\sigma\{\ln x\}$	0,85	0,6	0,6	0,7	1,4
$\delta_{н}$		0,02	0,02	0,02	
$\delta_{в}$		0,02			
$\beta_{н}$		0,18	0,18		
$\beta_{в}$		0,18			

Таблица 2.

Точность получения $Q_н$	Точность замера исходных параметров											
	Δh	$\Delta M_н$	$\Delta \rho_{тв}$	$\Delta \rho_{ж}$	Δm	$\Delta M_в$	ΔK	$\Delta \Delta P$	$\Delta \tau_c$	$\Delta \vartheta_{вых}$	$\Delta \delta_{но}$	$\Delta \beta_н$
1 %	0,3	0,2	0,04	0,04	0,05	0,09	0,14	0,04	0,9	0,6	0,02	0,18
2 %	0,6	0,4	0,08	0,08	0,1	0,18	0,28	0,08	1,8	1,2	0,04	0,36
3 %	0,9	0,6	0,12	0,12	0,18	0,27	0,42	0,12	2,7	1,8	0,06	0,54
5 %	1,5	1,0	0,2	0,2	0,25	0,45	0,7	0,2	4,5	3,0	0,1	0,9

По второй методике (методика ВНИИ-2) гидродинамические расчеты осуществляются для отдельного элемента. На проектируемом месторождении выделяется n типов элементов. Количество типов элементов определяется проектировщиком исходя из степени неоднородности пласта. Поэтому точность определения накопленной добычи нефти по месторождению ($\Delta Q_н$) зависит от точности определения накопленной добычи нефти по элементу ($\Delta Q_н$ элем.) и от количества разнотипных элементов (n), используемых в расчетах суммарной добычи всего месторождения.

$$\Delta Q_н = \frac{\Delta Q_{элем}}{\sqrt{n}}$$

В таблице 3 представлено значение точности исходных данных (в процентах) в расчете на элемент пласта, необходимое для получения заданной точности (1 %, 2 %, 3 %, 5 %) накопленной добычи нефти по месторождению. Допустим, нам необходимо, чтобы допустимые отклонения накопленной добычи нефти по месторождению, связанные с погрешностями измерений первичных параметров, не превышали 1 %. Требуемая в этом случае точность замера первичных параметров может быть получена умножением каждого числа первой строки таблицы 3 на $\sqrt{n}$. Например, при n =5, необходимая погрешность в определении мощности пласта h будет равна $\sqrt{5}\cdot 0{,}19 = 0{,}43$ %, погрешность определения проницаемости будет $\sqrt{5}\cdot 0{,}071 = 0{,}16$ % и т д. Если погрешность определения исходных параметров по каким либо причинам не может быть достигнута, то следует увеличивать количество разнотипных элементов, используемых в расчетах.

Таблица 8

Точность получения	Точность замера исходных параметров										
	$h/\sqrt{n}$	$K/\sqrt{n}$	$m/\sqrt{n}$	$\beta_н/\sqrt{n}$	$\beta(\sigma)/\sqrt{n}$	$\beta_н/\sqrt{n}$	$\gamma_{нс}/\sqrt{n}$	$\mu_в/\sqrt{n}$	$S_в/\sqrt{n}$	$\rho_{зн}/\sqrt{n}$	$\rho_з/\sqrt{n}$
I %	0,I9	0,07I	0,0305	0,049	0,0975	0,095	0,I02	0,025	0,III	0,I63	0,III
2 %	0,38	0,I42	0,06I	0,098	0,I95	0,I9	0,204	0,05	0,222	0,326	0,222
3 %	0,57	0,2I3	0,092	0,I47	0,293	0,285	0,306	0,075	0,333	0,489	0,333
5 %	0,95	0,355	0,I53	0,245	0,488	0,475	0,5I0	0,I23	0,555	0,8I5	0,555

Сопоставление результатов, полученных по обеим методикам и изложенных в табл. 2,3 показывает, что они (эти результаты) совпадают и количество расчётных элементов в методике ВНИИ-2 равно 3 ÷ 5.

3. Установление времени индивидуальных измерений количества жидкости в продукции скважин на основе метода выборочных частот

Дебиты отдельных скважин могут определяться на основе периодических измерений количества жидкости в течение определенного интервала времени. В связи с этим, естественно, возникает вопрос о необходимом времени индивидуальных измерений для оценки среднесуточного дебита скважин с заданной погрешностью. С этой целью были проведены промысловые исследования 9 скважин НГДУ "Узеньнефть", в которых с помощью системы "Спутник" индивидуально измерялось количество жидкости со снятием показателей по ТОРу через каждые I5 минут в течение 4–8 часов для различных скважин. Данные замеров приведены в таблице 4.

Для выявления тенденции изменения дебита за контрольный промежуток времени все данные разделялись на две группы, для которых проверялась гипотеза о равенстве средних значений дебита. Проверка проводилась на основе критерия Стьюдента

$$t = \frac{|Mq_1 - Mq_2|\sqrt{Nq_1 + Nq_2 - 2}}{\sqrt{\left|\sum_{i=1}^{Nq_1}(Mq_1 - q_{1i})^2 + \sum_{i=1}^{Nq_2}(Mq_2 - q_{2i})^2\right|\left(\frac{1}{Nq_1} + \frac{1}{Nq_2}\right)}} \quad (I)$$

где q_{1i} , q_{2i} – значения, полученные на основе I5 минутных измерений количества жидкости в первой и второй половине контрольного времени; Mq_1 , Mq_2 – соответствующие средние; Nq_1, Nq_2 – – число проведенных измерений в каждой группе.

Таблица 4

№ № пп	№ № скв.	Значения дебита скважин, полученные по измерениям количества жидкости через I5 минут отсчета по ТОГУ , м³/сутки															
		I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
I	478	220	230	230	240	230	240	230	230								
		230	240	240	235	240	240	240									
2	I6I2	I34	I34	I34	I34	I34	I25	I25	I34	I34	I25	I34	I34	I27	I34	I25	
		I34	I34	I25	I34	I34	I34	I34	I34	I34	I44	I34	I34	I44	I34		
3	I32I	48	57	28	48	57	86	8	63	8	48	I8	4I	48			
		28	4	24	38	25	58	38	28	33	57	28	57	96			
4	I322	86	96	86	96	86	96	96	76	II5	86	96	86				
		I24	98	I05	86	96	96	86	86	96	96	86					I3
5	446	77	57	67	86	I25	I25	II5	I06	86	67	67	86	96	86	I06	
		96	I96	96	36	77	86	86	77	96	96	I06	96	86	77	96	
6	253	29	29	29	29	I9	38	29	I9	38	29	I9	38	29	29	I9	
		29	29	29	29	38	29	29	29	29	I9	29	29	29	29	29	
7	4038	I54	I82	I82	I82	I73	I73	I73	I73	I73	I63	I92	I63	I73	I63	I63	
		I73	I73	I73	I82	I82	I54	I63	I92	I73	I73	I63	I73	I92	I63	I82	I63
8	I326	I8	9	I8	I8	I8	I8	I8	I8	2I	I8	I8	I8	I8	28	I8	
		9	I8	I8	I8	I8	I8	28	I8	28	I8	I8	I8	I8	I8	9	
9	2088	29	29	29	38	38	38	29	38	38	33	38	38	36	29	29	
		29	57	57	38	29	38	29	29	48	29	29	38	29	38		

Проверка гипотезы об однородности выборки на основе критерия Стьюдента (иллюстрируется на примере скважины № 4038) проводится в такой последовательности :

I. 3I значение дебитов, определенных через каждые I5 минут, разбивается на две группы, где q_{1i} - первые I5 измерений, а q_{2i} - остальные I6.

2. Подсчитываются средние значения дебитов по каждой выборке

$$Mq_1 = \frac{I54 + I82 + \ldots + I63}{I5} = I72 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Mq_2 = \frac{I73 + I73 + \ldots + I63}{I6} = I73 \text{ м /сут.}$$

(см.табл.4)

3. Вычисляются разности ($Mq_1 - q_{1i}$), ($Mq_2 - q_{2i}$), их квадраты ($Mq_1 - q_{1i})^2$; ($Mq_2 - q_{2i})^2$

4. Все эти данные заносятся в таблицу 5 и подсчитываются

$$\sum_{i=1}^{15}(Mq_1 - q_{1i})^2 \quad \text{и} \quad \sum_{i=1}^{16}(Mq_2 - q_{2i})^2$$

5. Подставляем найденные величины в формулу (I), определяем t расчетное

$$t_{\text{расч}} = \frac{|I72 - I73|\cdot\sqrt{I5 + I6 - 2}}{\sqrt{(I354 + I726)\cdot(1/15 + 1/16)}} = \frac{I\cdot5,39}{I9,95} = 0,27$$

6. Сравниваем полученное $t_{\text{расч}}$ с табличным значением.

Таблица 5

№ № пп	q_{1i}	q_{2i}	$\lvert Mq_1 - q_{1i}\rvert$	$(Mq_1 - q_{1i})^2$	$\lvert Mq_2 - q_{2i}\rvert$	$(Mq_2 - q_{2i})^2$
I	I54	I73	I8	324	0	0
2	I82	I73	I0	I00	0	0
3	I82	I73	I0	I00	0	0
4	I82	I82	I0	I00	9	8I
5	I73	I82	I	I	9	8I
6	I73	I54	I	I	I9	36I
7	I73	I63	I	I	I0	I00
8	I73	I92	I	I	I9	36I
9	I73	I73	I	I	0	0
I0	I63	I73	9	8I	0	0
II	I92	I63	20	400	I0	I00
I2	I63	I73	9	8I	0	0
I3	I92	I92	I	I9	36I	36I
I4	I63	I63	9	8I	I0	I00
I5	I63	I82	9	8I	9	8I
I6		I63			I0	I00

$$\sum_{i=1}^{15} (Mq_1 - q_{1i})^2 = 1354$$

$$\sum_{i=1}^{16} (Mq_2 - q_{2i})^2 = 1726$$

Если для уровня значимости α = 0,05 расчетное значение статистики $t_{расч.}$ меньше величины t_{α}, найденного по таблицам распределения Стьюдента с ($N_{q_1} + N_{q_2} - 2$) степенями свободы, то гипотеза об однородности выборки принимается, т.е. для скважины № 4038 $t_{расчетное}$ = 0,27, что меньше $t_{табличного}$ = 2,05, следовательно, выборка однородна и подлежит дальнейшему анализу. В противном случае считается, что наряду со случайными колебаниями дебита наблюдается определенная тенденция изменения среднего значения во времени. Для анализа работы этих скважин следует измерять количество жидкости в течение более длительного интервала времени, превышающего характерные времена низкочастотных составляющих колебаний технологических параметров.

В табл.6 приведены расчетные и табличные значения критерия Стьюдента для приведенных 9 скважин.

Таблица 6

№ № пп	№ № скв.	$q_{1ср}$	$q_{2ср}$	$t_{расч}$	$t_{табл}$ α = 0,5	Выборка
I	478	23I,2	237,9	2,36	2,I6	Неоднородная
2	I6I2	I3I,I	I34,8	2,24	2,05	-"-
3	I22I	42,9	39,5	0,38	2,06	Однородная
4	I322	9I,6	95,4	0,84	2,08	-"-
5	446	90,8	96,2	0,59	2,05	-"-
6	253	28,I	28,9	0,42	2,05	-"-
7	4038	I72,I	I73,4	0,34	2,05	-"-
8	I326	I8,3	I8,I	0,09	2,05	-"-
9	2088	34,3	36,9	0,9I	2,05	-"-

Как видно из табл.6, в скважинах 478, I6I2 на основании критерия Стьюдента обнаруживается различие между средними дебитами по первой и второй группе измерений и, в соответствии со сделанными выше заключениями, они выпадают из дальнейшего рассмотрения. С целью установления необходимого времени непрерывного замера для скважин со стационарными колебаниями дебита был проведен анализ, который проиллюстрируем на примере скв. 4038

I) По всей выборке I5 минутных измерений определяется средний дебит q_{kp} = I73 м³/сутки ;

2) Область изменения текущего дебита разделяется на интервалы от точки q_{kp} , так, чтобы относительная величина интервала $\frac{\Delta q}{q_{kp}}$ составляла заданный процент погрешности. В данном случае интервал Δq примем равным ± 3,5 м³/сут, что составляет 2 % погрешности ; $2\Delta q$ = ± 7 м³/сут, т.е. 4 % погрешности и т.д.

3) Определяется количество точек исходной выборки, попавших соответственно в следующие области :

n_1 – число точек в интервале $(q_{kp} - \Delta q ; q_{kp} + \Delta q)$

n_2 – число точек в интервале $(q_{kp} - 2\Delta q ; q_{kp} + 2\Delta q)$

.. ..

n_i – число точек в интервале $(q_{kp} - i\Delta q ; q_{kp} + i\Delta q)$.

Для скважины 4038 в первый интервал (169,3 – I76,3) попадает I2 точек ;

в интервал (I62,3 – I83,3) – 26 точек

и в интервал (I5I,8 – I93,8) – 3I точка.

4) Подсчитываем вероятность оценки среднего значения дебита данных скважин с погрешностью, не превышающей $\frac{i \cdot \Delta q}{q_{ср}}$, что составляет $\frac{n_i}{N_1}$, где N_1 - общее число замеров.

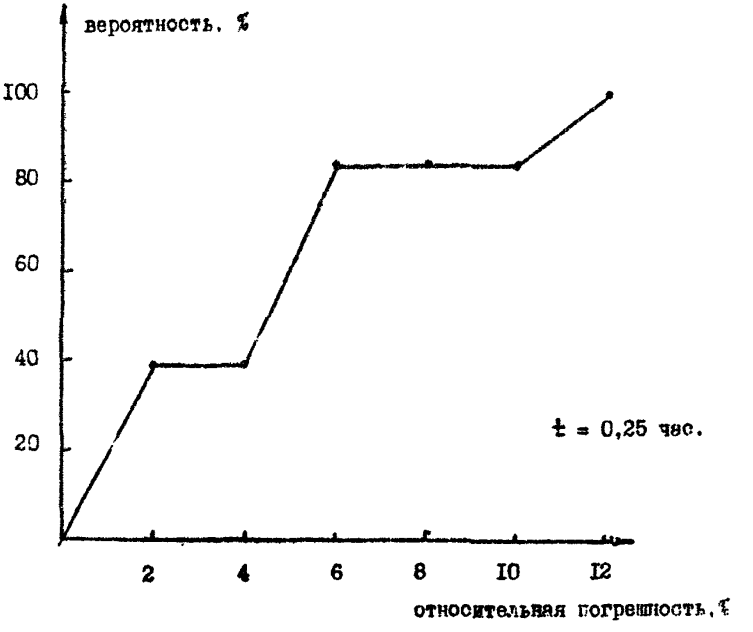
Следовательно, для интервала (I69,3 - I76,3) эта вероятность не превышает $\frac{I2}{3I} \approx 39\ \%$; для интервала (I62,3 - I83,3) эта вероятность не превышает $\frac{26}{3I} \approx 84\ \%$ и т.д. и все эти значения заносим в таблицу 7.

Таблица 7

№ № пп	% погрешности	Интервалы изменения дебитов	Количество точек, попавших в данный интервал	Вероятность оценки дебита %
I	2	I69,3-I76,3	I2	39
2	4	I65,8-I79,8	I2	39
3	6	I62,3-I83,3	26	84
4	8	I58,8-I86,8	26	84
5	I0	I55,3-I90,3	26	84
6	I2	I5I,8-I93,8	3I	I00

На рис.I приведены значения вероятности оценки среднего дебита с заданной относительной погрешностью.

5) Предположим теперь, что непрерывное измерение производится в течение 30 минут. Обозначим выборку исходных данных через $q_i^{(1)}$, а предполагаемые 30 минутные измерения через $q_i^{(2)}$. Тогда в зависимости от момента времени, с которого начинался бы 30 мин. замер, возможны следующие значения


вероятность, %
I00
80
60
40
20
± = 0,25 час.
2
4
6
8
I0
I2
относительная погрешность, %

.РИС. I

$$q_1^{(2)} = \frac{q_1^{(1)} + q_2^{(1)}}{2} = \frac{154 + 182}{2} = 168$$

$$q_2^{(2)} = \frac{q_2^{(1)} + q_3^{(1)}}{2} = \frac{182 + 182}{2} = 182$$

.. ..

.. ..

$$q_{N_1-1}^{(2)} = \frac{q_{N_1-1}^{(1)} + q_{N_1}^{(1)}}{2} = \frac{182 + 163}{2} = 172{,}5$$

Очевидно, что объем выборки в этом случае равен $N_2 = N_1 - 1$ Для полученных таким образом значений 30 минутных измерений может быть проведен аналогичный анализ и построена соответствующая кривая распределения (рис. 2). И вообще, для любого интервала времени кратного 15 мин $-k\Delta t = K$ x 15 (мин), могут быть смоделированы данные соответствующих замеров в объеме $N_k = N_1 - K$.

На рис. 2 приведены результаты обработок в случае измерений различной продолжительности в скв. 4038.

Для того, чтобы степень детальности (информативность) построенных функций распределения оставалась приблизительно одинаковой для различных вариантов, по мере увеличения времени замеров шаг Δq для оценки относительной погрешности уменьшался. Так, для скважины 4038 при 15 и 30 минутных измерений шаг $\Delta q = 3{,}5$ м^3/сут, что составляло 2 % погрешности от среднего, при часовых измерениях шаг Δq равнялся 1,75 м^3/сут, что составляет 1 % погрешности, а при 1,5-часовых и 2-часовых измерениях $\Delta q = 0{,}88$ м^3/сут, т.е. 0,5 % ошибки.

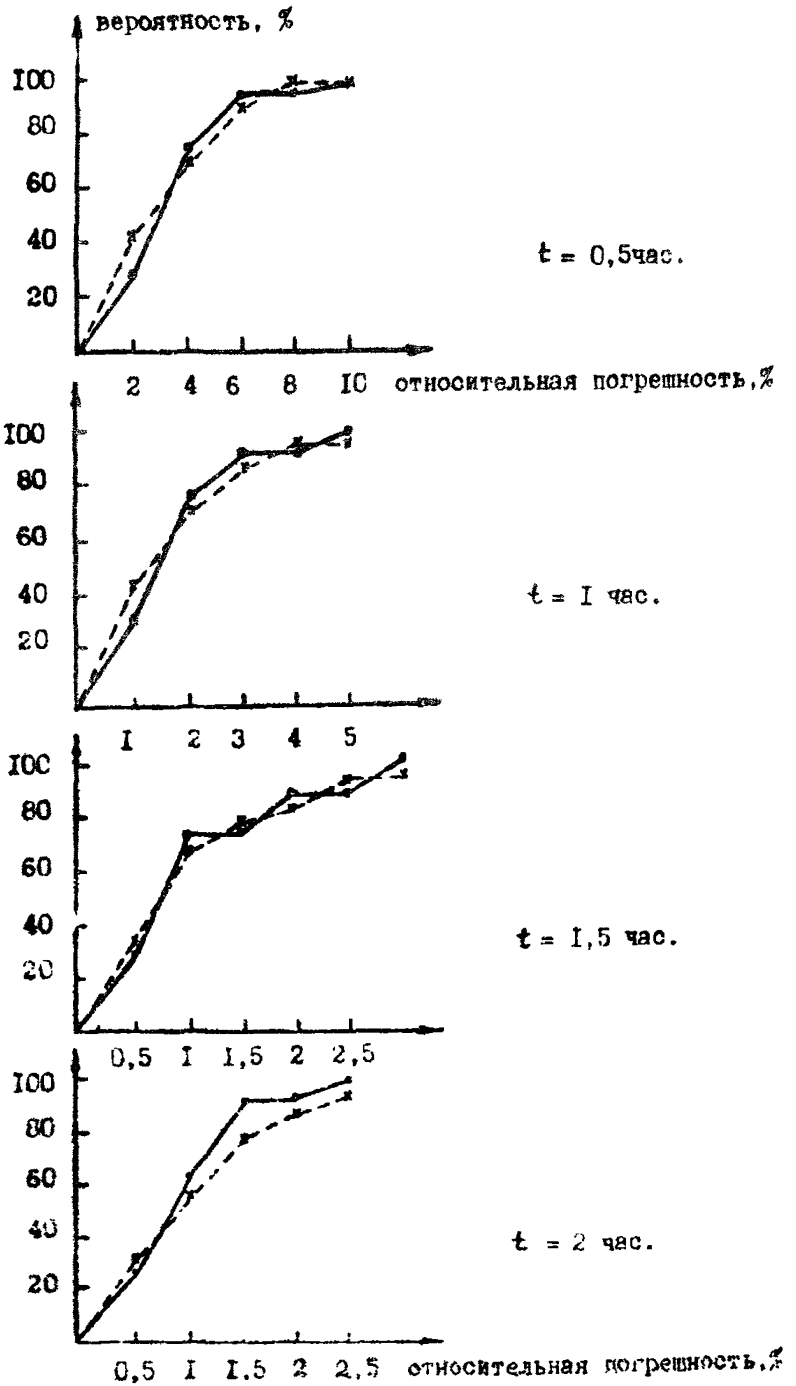

вероятность, %
100
80
60
40
20
2 4 6 8 10 относительная погрешность,%
t = 0,5час.
100
80
60
40
20
1 2 3 4 5
t = 1 час.
100
80
60
40
20
0,5 1 1,5 2 2,5
t = 1,5 час.
100
80
60
40
20
0,5 1 1.5 2 2,5 относительная погрешность,%
t = 2 час.

РИС.2

Действительно, если бы для 2-х часовых измерений по оси абсцисс откладывались погрешности такие же, как и для 15-минутных измерений, все точки $q_i^{(2)}$ попали бы в интервал ($q_{ср} - \Delta q$, $q_{ср} + \Delta q$) и соответствующая зависимость представляла бы прямую, параллельную оси X.

Следует заметить, что при одной и той же допустимой относительной погрешности δ оценки дебита при заданном уровне вероятности P для различных скважин, необходимое время непрерывных измерений, вообще говоря, различно. Так, например, при δ = 4%, P $\approx$ 0,9 (90%) для скважин 253, 4038 оно составляет соответственно 2 час; I час. Полученные времена измерений значительно меньше рекомендованных в руководстве [4] для скважин с аналогичными интервалами изменения дебита.

4. Определение времени индивидуальных измерений количества жидкости в продукции скважин на основе анализа корреляционной функции.

Изложенный в предыдущем параграфе способ получения значений вероятностей (выборочных частот) определения дебита с заданной точностью нуждается в контроле, т.к. эти значения вероятностей сами по себе являются величинами случайными вследствие ограниченности исходных выборок. В качестве проверки полученных времен индивидуальных измерений количества жидкости, целесообразно использовать подход, основанный на анализе автокорреляционных функций $\varphi(\tau)$ [2,5] . С этой целью определяется корреляционная функция дебита по дискретным замерам его через каждые 15 минут (Δt = 15 мин = 0,25 час)

$$\varphi(\tau) = \varphi(k\Delta t) = \frac{1}{n-k}\sum_{i=1}^{n-k}\left[q(i\Delta t) - Mq\right]\left[q(i+k)\Delta t - Mq\right], \qquad (2)$$

где Mq - среднее значение дебита для n = 31 замер (для скважины 4038 Mq = 178 м³/сутки) $q(i\Delta t)$ - значения дебита в дискретных точках Δt = 15 мин , $2\Delta t$ = 30 мин , $3\Delta t$ = 45 мин и т.д.

Вычисления производим в следующей последовательности.

1. Составляем таблицу 8 для вычисления значений автокорреляционной функции.

2. Определяем дисперсию осредненного по времени дебита

$$\bar{q} = \frac{1}{T}\int_0^T q(t)dt$$ по формуле

$$\sigma^2 = D\bar{q} = \frac{2}{T}\int_0^T\left(1 - \tau/T\right)\varphi(\tau)d\tau = \frac{2}{T^2}\int_0^T(T-\tau)\varphi(\tau)d\tau, \qquad (3)$$

где $\varphi(\tau)$ - найденные в табл.8 дискретные значения автокорреляционной функции.

Таблица 8

№ п/п	$q_{i+1,t} - M_q$	$(q_{i+1,t} - M_q)^2$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+1)\Delta t}-M_q)$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+2)\Delta t}-M_q)$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+3)\Delta t}-M_q)$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+4)\Delta t}-M_q)$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+5)\Delta t}-M_q)$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+6)\Delta t}-M_q)$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+7)\Delta t}-M_q)$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+8)\Delta t}-M_q)$	$(q_{i+1,t}-M_q)(q_{(i+9)\Delta t}-M_q)$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
I	-I8,8	353,40									
2	9,2	84,60	I73,00								
3	9,2	84,60	84,60	-I73,00							
4	9,2	84,60	84,60	84,60	I73,00						
5	0,2	0,04	I,80	I,80	I,80	-3,80					
6	0,2	0,04	0,04	I,80	I,80	I,80	-3,80				
7	0,2	0,04	0,04	0,04	I,80	I,80	I,80	-3,80			
8	0,2	0,04	0,04	0,04	0,04	I,80	I,80	I,80	-3,80		
9	0,2	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	I,80	I,80	I,80	-3,80	
I0	-9,8	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-90,20	-90,20	-90,20	I84,20
II	I9,2	368,60	-I88,20	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	I76,60	I76,60	I76,60
I2	-9,8	96,00	-I88,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-90,20	-90,20
I3	0,2	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	I,80
I4	-9,8	96,00	-2,00	96,00	-I88,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00
I5	-9,8	96,00	96,00	-2,00	96,00	-I88,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00

Продолжение таблицы 8

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
II	I9,2	368,60	-I88,20	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	I76,60	I76,60	I76,60
I2	-9,8	96,00	-I88,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-90,20	-90,20
I3	0,2	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	I,80
I4	-9,8	96,00	-2,00	96,00	-I88,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00
I5	-9,8	96,00	96,00	-2,00	96,00	-I88,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00
I6	0,2	0,04	-2,00	-2,00	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04	0,04	0,04
I7	0,2	0,04	0,04	-2,00	-2,00	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04	0,04
I8	0,2	0,04	0,04	0,04	-2,00	-2,00	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04
I9	9,2	84,60	I,80	I,80	I,80	-90,20	-90,20	I,80	-90,20	I76,6	-90,20
20	9,2	84,60	84,60	I,80	I,80	I,80	-90,20	-90,20	I,80	-90,20	I76,60
2I	-I8,8	353,40	-I73,00	-I73,00	-3,80	-3,80	-3,80	I84,20	I84,20	-3,80	I84,20
22	-9,8	96,00	I84,20	-90,20	-90,20	-2,00	-2,00	-2,00	96,00	96,00	-2,00
23	I9,2	368,60	-I88,20	-36I,00	I76,60	I76,60	3,80	3,80	3,80	-I88,20	-I88,20
24	0,2	0,04	3,80	-2,00	-3,80	I,80	I,80	0,04	0,04	0,04	-2,00
25	0,2	0,04	0,04	3,80	-2,00	-3,80	I,80	I,80	0,04	0,04	0,04
26	-9,8	96,00	-2,00	-2,00	-I88,20	96,00	I84,20	-90,20	-90,20	-2,00	-2,00
27	0,2	0,04	-2,00	0,04	0,04	3,80	-2,00	-3,80	I,80	I,80	0,04
28	I9,2	368,60	3,80	-I88,20	3,80	3,80	368,60	-I88,20	-36I,00	I76,60	I76,60

Продолжение таблицы 8

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
29	-9,8	96,00	-I88,20	-2,00	96,00	-2,00	-2,00	-I88,20	96.00	I84,20	-90,20
30	9,2	84,60	-90,20	I76,60	I,80	-90,20	I,80	I,80	I76,60	-90,2C	-I73,00
3I	-9,6	96,00	-90,20	96,00	-I88,20	-2,00	96,00	-2,00	-2,00	-I88,20	96,00
	K =	0	2 I	2	3	4	5	6	7	8	9
	$n-K$ =	3I	30	29	28	27	26	25	24	23	22
	$\sum_{i=1}^{n-K}$ =	3088,68	-745,7	-43I,40	-460,24	-4,86	565,08	463,90	97,I6	59,2	354,4
$\varphi(\tau)=\frac{\sum_{i=1}^{n-K}}{n-K}$	=	99,63	-24,90	-I4,90	-I6,40	-0,I8	2I,73	I8,60	4,05	2,57	I6,I0

Интеграл из формулы (3) рассчитываем методом трапеций для различных значений времени T . Допустим T = I час, $\Delta\tau$ = =0,25 час $\tau = K\Delta\tau$, где K = {0, I, 2, 3, 4} .

Составим вспомогательную таблицу 9

Таблица 9

№ № пп	$\varphi(\tau)$	$T-\tau$	$(T-\tau)\varphi(\tau)$
I	99,63	I	99,63
2	-24,90	0,75	-I8,68
3	-I4,90	0,50	-7,45
4	-I6,40	0,25	-4,I
5	-0,I8	0	0

Тогда

$$\int_0^1 (T-\tau)\varphi(\tau)d\tau \approx$$

$$\approx \left[\frac{99,63-I8,68}{2} + \frac{-I8,68-7,45}{2} + \frac{-7,45-4,I}{2} + \frac{-4,I+0}{2} \right] \cdot$$

$$\cdot\ 0,25 = 4,90$$

Дисперсию σ^2 подсчитываем по формуле

$$\sigma^2 = \frac{2}{I} \cdot 4,90 = 9,8 \ ; \quad \sigma = 3,I3$$

Описанным способом подсчитываем дисперсии для различных значений T .

Для T = 0,5 час $\sigma = 6,I2$
T = I час $\sigma = 3,I3$
T = I,5 часа $\sigma = 2,2$
T = 2 часа $\sigma = 2,23$
T = 2,25 часа $\sigma = 2,2I$

3. Если величина $\bar{q}$ распределена по нормальному закону, то можно пользоваться формулой для оценки вероятности отклонения статистики Mq а величину, не превышающую A .

$$P\{|\bar{q}-Mq|<A\}=2\Phi(A/\sigma), \qquad (4)$$

где $\Phi(x)=\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\int_0^x e^{-t^2/2}dt$ – значения $\Phi(x)$ отыскиваются по таблицам интеграла вероятностей (см.табл.I приложения).

Если допустимая относительная погрешность для определения среднесуточного дебита составляет ε, то $A = \varepsilon Mq$ и соответствующая вероятность равна $P=2\Phi(\varepsilon Mq/\sigma)$.

Для скважины 4038, если $\varepsilon = 0,02$, а $Mq = 173$, то $A = 173 \cdot 0,02 = 3,46$ для $T = 0,5$ часа, $\sigma' = 6,12$. тогда

$\Phi(A/\sigma)=\Phi(3,46/6,12)=\Phi(0,565)=0,214$ – значение найдено по табл.I приложения.

Согласно формуле (4) вероятность того, что при получасовых измерениях мы будем ошибаться в пределах 2 % составляет :

$P = 2 \cdot 0,214 = 0,43$

Вероятность такой же ошибки при I часовых замерах будет такова : $A = 0,02 \cdot 173 = 3,46$

$$\Phi\left(\frac{3,46}{3,13}\right) = \Phi(1,105) = 0,365 ;$$

$P = 2 \cdot 0,365 = 0,73.$

При I,5 – часовых замерах :

$$\Phi\left(\frac{3,46}{2,2}\right) = \Phi(1,572) = 0,442 ; \quad P = 2 \cdot 0,442 = 0,88$$

При 2-часовых замерах :

$$\Phi\left(\frac{3,46}{2,23}\right) = \Phi(1,552) = 0,439 ; \quad P = 2 \cdot 0,439 = 0,88$$

Аналогичные расчеты были проведены для скважины 4038 при различных уровнях ошибки ε, результаты представлены на рис. 2 (сплошные линии).

Достаточно хорошее совпадение результатов, полученных на основании способа выборочных частот и анализа корреляционных функций позволяет сделать вывод о правомерности применения указанных способов обработки промысловых данных.

5. Определение продолжительности и частоты измерений количества жидкости в продукции скважин методом Косинор-анализа .

Изменение дебита скважин во времени в ряде случаев носит периодический характер, что делает возможным применение метода Косинор-анализа для определения осредненных технологических параметров.

Сущность Косинор-анализа заключается в следующем. Весь ряд исходных данных в различные моменты времени разделяется на несколько групп - хронограмм. Каждая хронограмма аппроксимируется косинусоидой вида

$$q_i(t) = A_i \cos(\omega_0 t - \varphi_i) + h_i , \qquad (5)$$

где частота ω_0 считается заданной и одинаковой для всех хронограмм ; амплитуда A_i , апрофаза φ_i и уровень h_i подлежат определению для каждой хронограммы. Базовая частота ω_0 задается обычно либо непосредственно на основе графического анализа всего временного ряда, либо путем более точного фурье-анализа. Выражение (5) можно переписать следующим образом

$$q_i = x_i \cos(\omega_0 t) + y_i \sin(\omega_0 t) + h_i , \qquad (6)$$

где $x_i = A_i \cos\varphi_i$, $y_i = A_i \sin\varphi_i$.

Пусть для i -ой хронограммы известны замеры дебита в моменты времени t_j , $j = 1,2 \dots N$, $q_{ij} = q_i(t_j)$. Тогда на основании метода наименьших квадратов для определения неизвестных x_i , y_i , h_i получим систему линейных уравнений

$$\begin{aligned} a_{14} &= x_i a_{11} + y_i a_{12} + h_i a_{13} \\ a_{24} &= x_i a_{21} + y_i a_{22} + h_i a_{23} \\ a_{34} &= x_i a_{31} + y_i a_{32} + h_i a_{33} , \end{aligned} \qquad (7)$$

где $a_{11}=\sum_{j=1}^{N}\cos^2(\omega_0 t_j)$; $a_{12}=a_{21}=\sum_{j=1}^{N}\cos(\omega_0 t_j)\sin(\omega_0 t_j)$

$a_{31}=a_{13}=\sum_{j=1}^{N}\cos(\omega_0 t_j)$; $a_{22}=\sum_{j=1}^{N}\sin^2(\omega_0 t_j)$;

$a_{23}=a_{32}=\sum_{j=1}^{N}\sin(\omega_0 t_j)$; $a_{33}=N$; $a_{34}=\sum_{j=1}^{N}q_{ij}$; (8)

$a_{14}=\sum_{j=1}^{N}q_{ij}\cos(\omega_0 t_j)$; $a_{24}=\sum_{j=1}^{N}q_{ij}\sin(\omega_0 t_j)$;

По частным аппроксимациям различных хронограмм строится осредненное уравнение для всего временного ряда

$$q_i(t)=x_c\cos(\omega_0 t)+y_c\sin(\omega_0 t)+h_c \qquad (9)$$

где $x_c=\frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}x_i$; $y_c=\frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}y_i$; $h_c=\frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}h_i$,

m – число хронограмм.

Выражение (9) может служить основой для вычисления среднего дебита за период времени T

$$q_{ср}=x_c\frac{1}{T\omega_0}\sin(\omega_0 T)-y_c\frac{1}{T\omega_0}(\cos\omega_0 T-1)+h_c \qquad (10)$$

Иллюстрируется применение Косинор-анализа к значениям дебита нефтяной скважины № 770 НГДУ им. Серебряковского. Измерения проводились с интервалом Δt = 0,5 часа в течение 22 час (таблица 10).

Расчеты приведены для Δt = 1,5 часа. Число хронограмм при этом m = 3, каждая из которых состоит из 5 замеров, N = 5.

За угловую частоту ω_0 принимается ω_0 = 1,26. Тогда согласно (7, 8) находя ся коэффициенты a_{ij}.

$$a_{13} = a_{31} = \sum_{i=1}^{m} \cos(\omega_0 t_i) = \sum_{i=1}^{5} \cos(1{,}25\, t_i) =$$

$$= \cos(1{,}26 \cdot 12) + \cos(1{,}26 \cdot 13{,}5) + \cos(1{,}26 \cdot 15) + \cos(1{,}26 \cdot 16{,}5) +$$

$$+ \cos(1{,}26 \cdot 18) = -0{,}80 - 0{,}32 + 1{,}00 - 0{,}30 - 0{,}82 = -1{,}24$$

$$a_{11} = \sum_{i=1}^{5} \cos^2(1{,}26 \cdot t_i) = 0{,}80^2 + 0{,}32^2 + 1{,}00^2 + 0{,}30^2 + 0{,}82^2 =$$

$$= 0{,}65 + 0{,}10 + 1{,}00 + 0{,}09 + 0{,}66 = 2{,}50$$

$$a_{14} = \sum_{i=1}^{5} u_i \cos(1{,}26 \cdot t_i) = -82 \cdot 0{,}800 - 107 \cdot 0{,}32 + 112 \cdot 1{,}00 -$$

$$- 126 \cdot 0{,}30 - 111 \cdot 0{,}82 = -65{,}97 - 33{,}94 + 112{,}00 - 37{,}67 - 90{,}54 =$$

$$= -116{,}14.$$

$$a_{23} = a_{32} = \sum_{i=1}^{5} \sin(1{,}26 \cdot t_i) = \sin(1{,}26 \cdot 12) + \sin(1{,}26 \cdot 13{,}5) +$$

$$+ \sin(1{,}26 \cdot 15) + \sin(1{,}26 \cdot 16{,}5) + \sin(1{,}26 \cdot 18) = 0{,}60 - 0{,}95 -$$

$$- 0{,}01 + 0{,}95 - 0{,}58 = 0 .$$

$$a_{22} = \sum_{i=1}^{5} \sin^2(1{,}26 \cdot t_i) = 0{,}59^2 + 0{,}95^2 + 0{,}01^2 + 0{,}95^2 + 0{,}58^2 =$$

$$= 0{,}35 + 0{,}90 + 0 + 0{,}91 + 0{,}33 = 2{,}50$$

$$a_{12} = a_{21} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{5} \sin(2\omega_0 t_i) = \frac{1}{2} \left[\sin(2{,}51 \cdot 12) + \right.$$

$$+ \sin(2{,}51 \cdot 13{,}5) + \sin(2{,}51 \cdot 15) + \sin(2{,}51 \cdot 16{,}5) +$$

$$\left. + \sin(2{,}51 \cdot 18) \right] = \frac{1}{2} (-0{,}96 + 0{,}60 - 0{,}02 - 0{,}57 + 0{,}94) =$$

$$= -0{,}00005$$

$$a_{24} = \sum_{i=1}^{5} u_i \sin(1{,}26 \cdot t_i) = 82 \cdot 0{,}60 - 107 \cdot 0{,}95 - 112 \cdot 0{,}01 +$$

$$+ 126 \cdot 0{,}95 - 111 \cdot 0{,}58 = 48{,}7 - 101{,}47 - 1{,}06 + 120{,}23 - 64{,}21 =$$

$$= 2{,}18.$$

Таблица I0

Дебиты скважины № 770 НГДУ им.Серебровского
(замеры сняты с интервалом Δt =0,5 час.)

№ № пп	Q	№ № пп	Q
I	82	24	77
2	I0I	25	II[illegible]
3	I30	26	I26
4	I06	27	I05
5	I40	28	I48
6	II5	29	82
7	III	30	I24
8	I46	3I	III
9	I20	32	I35
I0	I25	33	I58
II	I25	34	II0
I2	I28	35	II4
I3	III	36	II5
I4	I24	37	II6
I5	II0	38	I05
I6	I4I	39	I36
I7	I20	40	I38
I8	I28	4I	I33
I9	I22	42	II5
20	I25	43	I[illegible]8
2I	I3I	44	I2I
22	II8	45	I05
23	I4I		

$a_{33} = m = 5$

$a_{34} = \sum_{i=1}^{5} u_i = 82. + 107 + 112 + 126 + 111 = 538$

Далее решая систему (7) относительно x , y , h находятся неизвестные

$$x_1 = \Delta x/\Delta \; , \; y_1 = \Delta y/\Delta \; , \; h_1 = \Delta h/\Delta \; , \qquad (11)$$

где $\Delta = a_{11}a_{22}a_{33} + 2a_{13}a_{12}a_{23} - a_{22}a_{13}^2 - a_{12}^2 a_{33} - a_{11}a_{23}^2$,

$\Delta x = a_{14}a_{22}a_{33} + a_{13}a_{24}a_{23} + a_{12}a_{34}a_{23} - a_{13}a_{22}a_{34} - a_{33}a_{12}a_{24} - a_{14}a_{23}^2$,

$\Delta y = a_{11}a_{24}a_{33} + a_{13}a_{12}a_{34} - a_{13}a_{14}a_{23} - a_{24}a_{12}^2 - a_{11}a_{34}a_{23} - a_{12}a_{14}a_{33}$;

$\Delta h = a_{11}a_{22}a_{34} + a_{12}a_{14}a_{23} + a_{12}a_{13}a_{24} - a_{14}a_{13}a_{22} - a_{34}a_{12}^2 - a_{11}a_{23}a_{24}$. $\qquad (12)$

Учитывая значения коэффициентов a_{ij} , определяются определители системы (7) $\Delta = 27{,}43$, $\Delta x = 210{,}53$, $\Delta y = 11{,}18$, $\Delta h = 3003{,}55$,

откуда

$$x_1 = \frac{210{,}53}{27{,}43} = 7{,}67$$

$$h_1 = \frac{3003{,}55}{27{,}43} = 108{,}50$$

$$y_1 = \frac{11{,}18}{27{,}43} = 0{,}41$$

Аналогичная процедура производится для оставшихся 2 систем измерений.

$x_2 = 8{,}11$, $y_2 = 6{,}32$, $h_2 = 143{,}95$

$x_3 = -8{,}73$, $y_3 = 3{,}25$, $h_3 = 119{,}10$

Согласно (9)

$$x_c = \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} x_j = \frac{1}{3}\,(7{,}67 + 8{,}11 - 8{,}73) = 2{,}35$$

$$y_c = \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} y_j = \frac{1}{3}\,(27{,}43 + 6{,}32 + 3{,}25) = 3{,}33$$

$$h_c = \frac{1}{3}\,(109{,}50 + 143{,}95 + 119{,}10) = 124{,}18$$

Тогда искомая косинусоида примет вид

$$q(t) = 2{,}35\cos(1{,}26\cdot t) + 3{,}33\sin(1{,}26\cdot t) + 124{,}2.$$

Средний дебит скважины, вычисленный по всей выборке (таблица 10) составляет

$$\bar{q}_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{3}\sum_{j=1}^{5} q_{ij}}{45} \approx 120{,}7\ м^3/сут$$

, а по аппроксимирующей формуле (10)

$$q_{ср} = 2{,}35\,\frac{1}{22\cdot 1{,}26}\sin(1{,}26\cdot 22) - 3{,}33\,\frac{1}{22\cdot 1{,}26}\cdot$$

$$\cdot\,(\cos(1{,}26\cdot 22) - 1) + 124{,}2 \approx 0{,}08\cdot 0{,}78 - 0{,}12\cdot 0{,}12\cdot$$

$$\cdot 0{,}38 + 124{,}2 = 0{,}07 - 0{,}05 + 124{,}2 \approx 124{,}2\ м^3/сут.$$

Как видно, погрешность, возникающая при оценке дебита за исследуемый период (22 часа) с интервалом замеров $\Delta t = 1{,}5$ часа составляет

$$\delta = \left(\frac{q_{ср} - \bar{q}_{ср}}{\bar{q}_{ср}}\right) \cdot 100\ \% = 2{,}9\ \%$$

Аналогичные расчеты были проведены с дебитами определенными с интервалами времени $\Delta t = 0{,}5$; 1 и 2 часа. Полученные при этом погрешности соответственно равны 3,0 %; 2,5 % ; и 11,8 %.

Таким образом сокращение времени между замерами по сравнению с интервалом Δt =I,5 часа практически не улучшает качество прогноза и указанный интервал I,5 часа в данном случае можно считать наиболее эффективным для оценки среднесуточного дебита.

Таким образом последовательность действий в методе Косинор-анализа следующая :

I. По графику изменения дебита во времени определяется характерная частота колебаний ω_c.

2. Вся выборка исходных замеров разделяется на несколько групп (хронограмм). В зависимости от объема данных число хронограмм выбирается от 2 до 5.

3. По формулам (8) вычисляются коэффициенты системы (7).

4. По формулам (12) вычисляются значения определителей системы (7).

5. Значения амплитуд гармоник X, Y и уровень h – находятся из соотношений (11).

6. Пункты 3–5 выполняются для каждой хронограммы.

7. Вычисляются осредненные значения x_c , y_c , h_c .

8. По формуле (10) определяется средний дебит скважины.

9. Вычисляется относительная погрешность расчетного значения.

IO. Все пункты с I по 9 повторяются для различных интервалов между замерами Δt времен осреднения T.

II. На основании проделачных расчетов выбираются параметры Δt и T , обеспечивающие заданную погрешность осредненных значений дебитов.

6. Определение продолжительности измерений количества жидкости в продукции нефтяных скважин на основе рядов Котельникова .

Задача восстановления случайных стационарных процессов с ограниченным спектром была рассмотрена Котельниковым.

Для практического применения теоремы Котельникова надо знать частоту среза ω_c спектральной плотности изучаемого случайного стационарного процесса, определяемую из условий допустимой точности, по которой в конечном итоге определяется время между дискретными отсчетами Δt .

В данном случае частоту среза ω_c можно определить по статистическим данным, например, в результате Фурье-анализа или графическим методом.

Для точного восстановления функции по теореме Котельникова требуется передать неограниченное количество дискретных отсчетов [1] .

$$u(t) = \sum_{-\infty}^{+\infty} u(k\Delta t)\, \frac{\sin \omega_c (t - k\Delta t)}{\omega_c (t - k\Delta t)} , \qquad (13)$$

где $K = -\infty , \ldots , -2, -1, 0, 1, 2 , \ldots , +\infty$

Работа скважин характеризуется средним периодом работы, так как производятся остановки для смены технологических режимов, подземных и капитальных ремонтов. Поэтому можно считать, что функция $u(t)$ известна лишь на интервале $(0,T)$ и определяется конечным числом дискретных отсчетов $N+1$, а отсчеты $u(k\Delta t)$ вне интервала $(0, T)$ равны нулю. Согласно этому, формулу (13) можно заменить выражением

$$u(t)=\sum_{0}^{N} u(k\Delta t)\,\frac{\sin\omega_c(t-k\Delta t)}{\omega_c(t-k\Delta t)}\,, \qquad (14)$$

где $N=\frac{T}{\Delta t}$, $K = 0, 1, 2, \ldots, N$

В задаче оценки среднего дебита нефтяных скважин нас интересует интегральное значение соответствующей функции $\int u(t)dt$ за текущий период t и за период работы скважин между двумя остановками T.

$$\int_0^T u(t)dt=\int_0^T\sum_{0}^{N} u(k\Delta t)\frac{\sin\omega_c(t-k\Delta t)}{\omega_c(t-k\Delta t)}dt=$$

$$=\sum_{0}^{N} u(k\Delta t)\,\frac{\Delta t}{\pi}\int_0^T\frac{\sin\left(\frac{t}{\Delta t}-k\right)\pi}{\left(\frac{t}{\Delta t}-k\right)\pi}\,d\left[\left(\frac{t}{\Delta t}-k\right)\pi\right]=$$

$$=\frac{\Delta t}{\pi}\sum_{0}^{N} u(k\Delta t)\int_0^T\frac{\sin\left(\frac{t}{\Delta t}-k\right)\pi}{\left(\frac{t}{\Delta t}-k\right)\pi}\,d\left[\left(\frac{t}{\Delta t}-k\right)\pi\right] \qquad (15)$$

В выражении (15) интеграл можно заменить интегральным синусом $Si\,x=\int_0^x\frac{\sin t}{t}dt$, что позволяет делать практические расчеты с использованием таблиц интегрального синуса [6]

Подстановка интегрального синуса в (15) дает

$$\int_0^T u(t)dt=\frac{\Delta t}{\pi}\sum_{0}^{N} u(k\Delta t)\left\{Si\left[\left(\frac{t}{\Delta t}-k\right)\pi\right]\Big|_0^T\right\}=$$

$$=\frac{\Delta t}{\pi}\sum_{0}^{N} u(k\Delta t)\left[Si(N-k)\pi+Si(k\pi)\right]. \qquad (16)$$

Передавая конечное число дискретных отсчетов $N+1$, определенных по теореме Котельникова, через частоту среза ω_c спектральной плотности случайного стационарного процесса, можно по формуле (16) восстановить интегральное значение функции за рабочий период скважины T. Если ограничиться меньшим числом начальных дискретных отсчетов $n+1 < N+1$, то погрешность такого прогнозирования будет определяться выражением

$$\delta_n=\frac{N\int_0^n u(t)dt}{n\int_0^{N\Delta t} u(t)dt}-1 \qquad (17)$$

Беря за основу (I6), выражение (I7) приводится к виду :

$$\delta_n = \frac{N\left\{\sum_0^n U(k\Delta t)\left[Si(n-k)\pi + Si\,k\pi\right]\right\}}{n\left\{\sum_0^N U(k\Delta t)\left[Si(N-k)+Si\,k\pi\right]\right\}} - 1 \qquad (18)$$

Используя (I8), можно построить график зависимости $\delta_n = \eta(n)$ для определенного рабочего периода с конечным числом известных дискретных отсчетов $N+1$.

За период исследования нефтяной скважины № 770 произведено $N = 14$ дискретных измерений с интервалом $\Delta t = 1{,}5$ часа (таблица II).

Требуется определить минимальное время замеров $t\,min$, обеспечивающее прогнозирование за исследуемый период работы с точностью $\delta = \pm\ 2{,}2\ \%$.

Используя (I8), строится график зависимости $\delta_n = \eta(n)$ (рис. 3). При построении данной зависимости используются значения интегрального синуса. Необходимые для расчетов значения приведены в приложении – таблица 2.

Итак, в данном случае, (I8) запишем в виде

$$\delta_n = \frac{N \cdot A}{n \cdot B} - 1, \qquad (19)$$

где

$$A = \sum_0^n U(k\Delta t)\left[Si(n-k)\pi + Si\,k\pi\right],$$

$$B = \sum_0^N U(k\Delta t)\left[Si(N-k) + Si\,k\pi\right]$$

$$P = \sum_0^{14} U(k\Delta t)\left[Si(14-k)\pi + Si\,k\pi\right] = U(0)Si\,14\pi +$$

$$+ U(\Delta t)\left[Si\,13\pi + Si\,\pi\right] + U(2\Delta t)\left(Si\,12\pi + Si\,2\pi\right) + \ldots +$$

$$+ U(14\cdot\Delta t)\,Si\,14\pi =$$

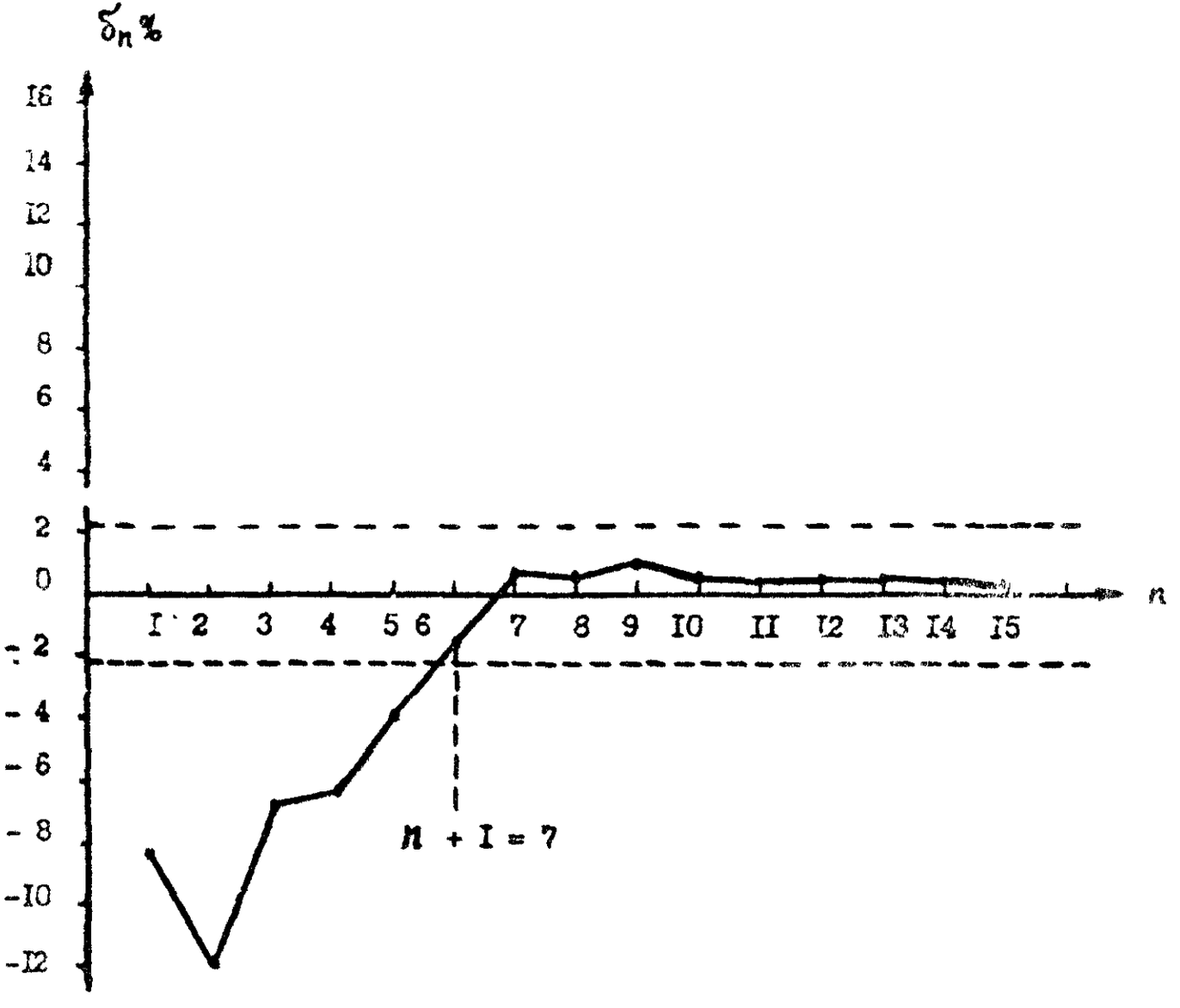


Рис. 3

Таблица II

№№ пп	К	t, час	Q, м³/сут	№№ пп	К	t, час	Q, м³/сут
0		I2,0	82	23		23,5	77
I		I2,5	I02	24		24,0	II9
2		I3,0	I30	25		0,5	I27
3		I3,5	I07	26		I,0	I05
4		I4,0	I40	27		I,5	I48
5		I4,5	II5	28		20	82
6		I5,0	II2	29		2,5	I24
7		I5,5	I47	30		3,0	II2
8		I6,0	I20	3I		3,5	I37
9		I6,5	I26	32		4,0	I58
I0		I7,0	I26	33		4,5	II0
II		I7,5	I29	34		5,0	II6
I2		I8,0	III	35		5,5	II4
I3		I8,5	I25	36		6,0	II6
I4		I9,0	II0	37		6,5	I05
I5		I9,5	I42	38		7,0	I37
I6		20,0	I20	39		7,5	I39
I7		20,5	I29	40		8,0	I34
I8		2I,0	I22	4I		8,5	II5
I9		2I,5	I25	42		9,0	II8
20		22,0	I3I	43		9,5	I22
2I		22,5	II8	44		I0,0	I05
22		23,0	I42				

$= 82\cdot 1{,}548 + 107\cdot(1{,}595 + 1{,}852) + 112(1{,}544 + 1{,}418) +$

$+ 126\cdot(1{,}600 + 1{,}675) + 111\cdot(1{,}539 + 1{,}492) + 142\cdot(1{,}606 + 1{,}634) +$

$+ 122\cdot(1{,}531 + 1{,}518) + 118\cdot(1{,}616 + 1{,}616) + 119(1{,}518 + 1{,}531) +$

$+ 148\cdot(1{,}634 + 1{,}606) + 112\cdot(1{,}492 + 1{,}539) + 110(1{,}675 + 1{,}600) +$

$+ 116\cdot(1{,}418 + 1{,}544) + 139\cdot(1{,}852 + 1{,}595) + 118\cdot 1{,}548 = 5337{,}496$

После этого из (19) для каждого из n найдем соответствующие им δ_n (рис. 3).

Для $n = 1$:

$$A = \sum_{0}^{1} U(k\Delta t)[Si(n-k)\pi + Si\,k\pi = U(0)Si\,\pi + U(\Delta t)Si\,\pi =$$

$= 82\cdot 1{,}852 + 107\cdot 1{,}852 = 350{,}028$

$$\delta_1 = \frac{14\cdot 350{,}028}{5337{,}496} - 1 = \frac{4900{,}392}{5337{,}496} - 1 = 0{,}918 - 1 = -0{,}082$$

$\delta_1 = 8{,}2\ \%$

Начиная с $n = 6$, получаем точность в пределах $\delta = \pm\ 2{,}2\ \%$ (рис. 3).

Для $n = 6$

$$A = \sum_{0}^{6} U(k\Delta t)[Si(6-k)\pi + Si\,k\pi] = U(0)Si\,6\pi + U(\Delta t)\times$$

$$\times(Si\,5\pi + Si\,\pi) + U(2\Delta t)(Si\,4\pi + Si\,2\pi) + U(3\Delta t)(Si\,3\pi + Si\,3\pi) +$$

$$+ U(4\Delta t)(Si\,2\pi + Si\,4\pi) + U(5\Delta t)(Si\,\pi + Si\,5\pi) + U(6\Delta t)Si\,6\pi =$$

$= 82\cdot 1{,}518 + 107\cdot(1{,}634 + 1{,}852) + 112\ (1{,}492 + 1{,}418) +$

$+ 126\ (1{,}675 + 1{,}675\ ) + 111(1{,}418 + 1{,}492) + 142 + (\ 1{,}852 + 1{,}634$

$+ 1{,}634\ (+$

+ I22· I,5I8 = 2248, 7I6

$$\delta_6 = \frac{I4 \cdot 2248,7I6}{6 \cdot 5337,496} - I = -0,0I7$$

$$\delta_6 = -I,7\ \%$$

Таким образом, $n + I = 7$.Откуда находим минимальное время $t_{min} = n \cdot \Delta t = 7 \cdot I,5 = I0,5$ часа.

Таким образом, в случае стационарного процесса, по дискретным измерениям за исследуемый период можно определить частоту и минимальное время измерений с целью оценки дебита нефтяных скважин, обеспечивающие определенную точность ожидаемого дебита за период исследования.

Последовательность действий при определении среднего дебита с помощью рядов Котельникова.

I. По стационарному процессу изменения дебита во времени определяется наибольшая частота колебаний ω_c.

2. На основании частоты среза ω_c вычисляется шаг между замерами

$$\Delta t = \frac{2\pi}{\omega_c}$$

3. Выбирается рабочий период скважины T и вычисляется соответствующее число расчетных точек $N = \frac{T}{\Delta t}$

4. По формуле (I9) строится зависимость относительной погрешности δ_n от числа точек осреднения n .

5. На графике $\delta_n(n)$ выбирается точка n^* , соответствующая заданной погрешности оценки среднего дебита.

6. Вычисляется необходимая продолжительность измерений количества жидкости

$$\Delta t^* = n^* \Delta t$$

Зам.Директора ВНИИ
д.т.н. Максимов В.П.

Начальник Отдела техники
и технологии добычи нефти
к.т.н. Русев В.И.

Руководитель лаборатории
газонефтяной динамики
д.т.н. Мирзаджанзаде А.Х.

Р Е К О М Е Н Д А Ц И И

по применению РД "По определению длительности и точности измерения нефтепромысловых параметров

Для применения методики оценки точности измерений среднесуточного дебита, изложенной в п. 5, необходимо сделать следующее:

I. По графику изменения дебита во времени определяется характерная частота колебаний ω_0.

2. Вся выборка исходных замеров разделяется на несколько групп (хронограмм). В зависимости от объёма данных число хронограмм выбирается от 2 до 5.

3. По формулам (8) вычисляются коэффициенты системы (7).

4 4.. По формулам (I2) вычисляются значения определителей системы (7).

5. Значения амплитуд гармоник X, У и уровень h находятся из соотношений (II).

6. Пункты 3-5 выполняются для каждой хронограммы.

7. Вычисляются осреднённые значения X_c, $У_c$, h_c.

8. По формуле (I0) определяется средний дебит скважины за период времени Т.

9. Вычисляется относительная погрешность расчётного значения.

I0. Все пункты с I по 9 повторяются для различных интервалов между замерами Δ Т времён осреднения Т.

II. На основании проделанных расчётов выбираются параметры Δ Т и Т, обеспечивающие заданную погрешность осреднённых значений дебитов.

Для применения методики оценки частоты и минимального времени замеров дебита, изложенного в п. 6, последовательность действий такова:

I. По стационарному процессу изменения дебита во времени опре-

деляется наибольшая частота колебаний ω_c.

2. На основании частоты среза ω_c вычисляется шаг между замерами $\Delta T = \frac{2\pi}{\omega_c}$.

3. Выбирается рабочий период скважины T и вычисляется соответствующее число расчётных точек $N = \frac{T}{\Delta T}$.

4. По формуле (I9) строится зависимость относительной погрешности δ_n от числа точек осреднения n.

5. С помощью графика вычисляется необходимая продолжительность замера дебита $\Delta T^* = n^* \cdot \Delta T$.

Приложение

Таблица I

Интеграл вероятностей $\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^u e^{-t^2/2} dt$

И	0	I	2	3	4	5	6	7	8	9
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
0,0	0,00000	00399	00798	0II97	0I595	0I994	02392	02790	03I88	03586
0,I	03983	04380	04776	05I72	05567	05962	06356	06749	07I42	07535
0,2	07926	08317	08706	09095	09483	0987I	I0257	I0642	II026	II409
0,3	II79I	12I72	I2552	I2930	I3307	I3683	I4058	I443I	I4803	I5I73
0,4	I5542	I59I0	I6276	I6640	I7003	I7364	I7724	I8082	I8439	I8793
0,5	I9I46	I9497	I9847	20I94	20540	20884	2I226	2I566	2I904	22240
0,6	22575	22907	23237	23565	23891	24215	24537	24857	25I75	25490
0,7	25804	26II5	26424	26730	27035	27337	27637	27935	28230	28524
0,8	288I4	29I03	29389	29673	29955	30234	305II	30785	3I057	3I327
0,9	3I594	3I859	32I2I	3238I	32639	32894	33I47	33398	33646	3389I
I,0	34I34	34375	346I4	34850	35083	353I4	35543	35769	35993	362I4
I,I	36433	36650	36864	37076	37286	37493	37698	37900	38I00	38298
I,2	38493	38686	38877	39065	3925I	39435	396I7	39796	39973	40I47
I,3	40320	40490	40658	40824	40988	4II49	4I308	4I466	4I62I	4I774
I,4	4I924	42073	42220	42364	42507	42647	42786	42922	43056	43I89
I,5	433I9	43448	43574	43699	43822	43943	44062	44I79	44295	44408
I,6	44520	44630	44738	44845	44950	45053	45I54	45254	45352	45449
I,7	45543	45637	45728	458I8	45907	45994	46080	46I64	46246	46327

Продолжение таблицы I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
I,8	46407	46485	46562	46638	467I2	46784	46856	46926	46995	47062
I,9	47I28	47193	47257	47320	4738I	4744I	47500	47558	476I5	47670
2,0	47725	47778	4783I	47882	47932	47982	48030	48077	48I24	48I69
2,I	482I4	48257	48300	4834I	48382	48422	4846.	48500	48537	48574
2,2	48610	48645	48679	487I3	48745	48778	48809	48840	48870	48899
2,3	48928	48956	48983	49010	49036	4906I	49086	49III	49I34	49I58
2,4	49I80	49202	49224	49245	49266	49286	49305	49324	49343	4936I
2,5	49379	49396	494I3	49430	49446	4946I	49477	49492	49506	49520
2,6	49534	49547	49560	49573	49585	49598	49609	4962I	49632	49643
2,7	49653	49664	49674	49683	49693	49702	497II	49720	49728	49736
2,8	49744	49752	49760	49767	49774	4978I	49788	49795	4980I	49807
2,9	498I3	498I9	49825	4983I	49836	4984I	49846	4985I	49856	4986I
3,0	49865									
3,5	49977									
4,0	49997									
4,5	49999									
5,0	49999									

Приложение

Таблица 2

k	$S_k \cdot kT$	k	$S_k \cdot kT$
0	0	2I	I,585497
I	I,85I937	22	I,556334
2	I,4I8I52	23	I,584630
3	I,674762	24	I,557538
4	I,492I6I	25	I,583524
5	I,633965	26	I,558557
6	I,5I8034	27	I,582582
7	I,6I6085	28	I,55943I
8	I,53II3I	29	I,58I770
9	I,606077	30	I,560I88
I0	I,539029	3I	I,58I062
II	I,599685	32	I,560849
I2	I,544307	33	I,580442
I3	I,595252	34	I,56I434
I4	I,548083	35	I,579891
I5	I,59I998	36	I,56I954
I6	I,5509I7	37	I,579399
I7	I,589507	38	I,562420
I8	I,553I23	39	I,578958
I9	I,587540	40	I,562838
20	I,554889	4I	I,578560

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. Баранов П.А. - "Определение продолжительности замеров дебита нефтяной скважины на основе дискретных измерений ". Изв. Вузов, "Нефть и газ", № I2, I966.

2. Временная инструкция по определению длительности и периодичности измерения нефтепромысловых параметров. ОНТИ-ВНИИ, Москва, 42 стр.

3. Емельянов И.П. - "Формы колебаний в биоритмологии".Из-во "Наука" Сибирское отделение. Новосибирск, I97[illegible] г.

4. Руководство по применению автоматизированных установок типа "Спутник" (РД 39 - 5 - I2 - 78)

5. Свешников А.А. - Прикладные методы теории случайных функций. Изд-во "Наука", I968 г. 463 стр.

6. Таблицы интегрального синуса и косинуса. Изд-во АН СССР I854 г.

7. Хургин Я.И., Яковлев В.П. - "Методы теории целевых функций в радиофизике, теории связи и оптике ". Физматгиз, I962 г.

О Г Л А В Л Е Н И Е

стр.

I. Введение 3
2. Требования к точности исходных данных, используемых в автоматизированной системе проектирования разработки нефтяных месторождений 6
3. Установление времени индивидуальных измерений количества жидкости в продукции скважин на основе метода выборочных частот I3
4. Определение времени индивидуальных измерений количества жидкости в продукции скважин на основе анализа корреляционной функции . 24
5. Определение продолжительности и частоты измерений количества жидкости в продукции скважин методом Косинор-анализа 30
6. Определение продолжительности измерений количества жидкости в продукции скважин на основе рядов Котельникова 37
7. Литература 50

ОНТИ ВНИИ - I98I г.
Зак. 260. Тир. 300 экз. Л-I05686.

gost.e-ecolog.ru