

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИ

РУКОВОДСТВО
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДЛИТЕЛЬНОСТИ И ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ

РД 39-9-594-81

1981 г.

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В Н И И

УТВЕРЖДАЮ :

Заместитель Министра
нефтяной промышленности

Э.М.Халимов

1981 г

РУКОВОДСТВО

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДЛИТЕЛЬНОСТИ И ТОЧНОСТИ
ИЗМЕРЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ.

Р Д 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.,
Ворововский 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 01.12.81Срок действия до 01.12.861. 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 снижается величиной в несколько процентов от первоначального показателя.

Проверить достоверность влияния соответствующих воздействий на текущие технологические параметры разработки только на основании прямых промышленных 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 промышленной 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 промышленной 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 G_{ξ}^2 , то в этом случае

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

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

Можно показать также, что относительная погрешность показателя интерференции ξ_1 , определенного по приведенным формулам при заданной доверительной вероятности P , зависит от объема выборки N , а именно

$$N \approx \frac{(\text{erf}^{-1}(P))^2}{2X^2 \epsilon_1^2} \left(1 + \frac{\sigma_{\xi}^2}{\sigma_{\eta}^2 - \sigma_{\xi}^2} \right)$$

где $\text{erf}(X)$ - 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, необходимого 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 $\pm 10\%$. Тогда для определения необходимой для этого точности замеров первичных параметров следует число 10 умножить на коэффициенты, стоящие в столбце нефтеотдачи в строке соответствующего параметра. Так, например, вязкость нефти необходимо измерять с точностью $0,4 \cdot 10 = 4\%$ (а принятая точность равна 5% , при которой нефтеотдача получается с отклонением до 12%). Перепад давления необходимо измерять с точностью $0,08 \cdot 10 = 0,8\%$ и т.д. Тогда требуемая точность исходных данных (в процентах), необходимая для получения заданной точности (1% , 2% , 3% , 5%) накопленной добычи нефти с месторождения будет иметь значения, представленные в табл. 2

Таблица I

Исходные параметры, используемые в рас- чете	Проектные показатели разработки				
	$Q_{ж},$ м ³	$Q_{хл},$ т	$Q_{н},$ т	$J_{н}$ т/сут	n (
h	0,4	0,8	0,3	0,3	
$J_{н}$	0,25	0,2	0,2	0,2	0,4
$\rho_{св}$	0,05	0,04	0,04	0,04	0,08
$\rho_{от}$	0,05	0,04	0,04	0,04	0,08
m	0,075	0,05	0,05	0,06	0,13
$J_{в}$	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
$J_{н}$		0,02	0,02	0,02	
$J_{в}$		0,02			
$\beta_{н}$		0,18	0,18		
$\beta_{в}$		0,18			

Таблица 2.

Точность получения	Точность замера исходных параметров											
	Q_H	Δh	ΔM_H	$\Delta \rho_{св}$	$\Delta \rho_{пл}$	Δt	ΔM_B	ΔK	$\Delta \Delta P$	$\Delta \tau_c$	$\Delta \rho_{плхл}$	$\Delta \delta_{HO}$
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	0,15	0,27	0,42	0,12	2,7	1,8	0,06	0,54
5 %	2,5	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 (ΔQ_n) зависит от точности определения накопленной добычи нефти по элементу (ΔQ_n элем.) и от количества разнотипных элементов (n), используемых в расчетах суммарной добычи всего месторождения.

$$\Delta Q_n = \frac{\Delta Q_{\text{элем}}}{\sqrt{n}}$$

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 n 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 определяемая исходных параметров по каким либо причинам не может быть достигнута, то следует увеличивать количество разнотипных элементов, используемых в расчетах.

Таблица 3

Точность получения	Точность замера исходных параметров										
	h/\sqrt{n}	k/\sqrt{n}	m/\sqrt{n}	J_n/\sqrt{n}	$f(\sigma)/\sqrt{n}$	β_n/\sqrt{n}	γ_{nc}/\sqrt{n}	J_{M_2}/\sqrt{n}	S_2/\sqrt{n}	P_{2n}/\sqrt{n}	P_3/\sqrt{n}
1 %	0,19	0,071	0,0305	0,049	0,0975	0,095	0,102	0,025	0,111	0,163	0,111
2 %	0,38	0,142	0,061	0,098	0,195	0,19	0,204	0,05	0,222	0,326	0,222
3 %	0,57	0,213	0,092	0,147	0,293	0,285	0,306	0,075	0,333	0,489	0,333
5 %	0,95	0,355	0,153	0,245	0,488	0,475	0,510	0,123	0,555	0,815	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 $3 \div 5$.

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 ТУРу через каждые 15 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

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

где q_{1i} , q_{2i} - значения, полученные на основе 15 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

№ скв.	Значения дебита скважины, полученные по измерениям количества жидкости через 15 минут отсчета по ТОгу, м ³ /сутки																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
И	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	478	220	230	230	240	230	240	230	230								
		230	240	240	235	240	240	240									
2	1612	134	134	134	134	134	125	125	134	134	125	134	134	127	134	125	
		134	134	125	134	134	134	134	134	134	144	134	134	144	134		
3	1321	48	57	28	48	57	86	8	63	8	48	18	41	48			
		28	4	24	38	25	58	38	28	33	57	28	57	96			
4	1322	86	96	86	96	86	96	96	76	115	86	96	86				
		124	93	105	86	96	96	86	86	96	96	86					13
5	446	77	57	67	96	125	125	115	106	86	67	67	86	96	86	106	
		96	196	96	36	77	86	86	77	96	96	106	96	86	77	96	
6	253	29	29	29	29	19	38	29	19	36	29	19	38	29	29	19	
		29	29	29	29	38	29	29	29	29	19	29	29	29	29	29	
7	4038	154	182	182	182	173	173	173	173	173	163	192	163	173	163	163	
		173	173	173	182	182	154	163	192	173	173	163	173	192	163	182	163
8	1326	18	9	18	18	18	18	18	18	21	18	18	18	18	28	18	
		9	18	18	18	18	18	28	18	28	18	18	18	18	18	9	
9	2088	29	29	29	38	38	38	29	38	38	33	38	38	36	29	29	
		29	57	57	33	29	38	29	29	48	29	29	38	29	38		

Проверка гипотезы об однородности выборки на основе критерия Стьюдента (иллюстрируется на примере скважины № 4088) проводится в такой последовательности :

1. 31 значение дебитов, определенных через каждые 15 минут, разбивается на две группы, где q_{1i} - первые 15 измерений, а q_{2i} - остальные 16.

2. Подсчитываются средние значения дебитов по каждой выборке

$$Mq_1 = \frac{154 + 182 + \dots + 163}{15} = 172 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Mq_2 = \frac{173 + 173 + \dots + 163}{16} = 173 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

(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

$$t_{\text{расч}} = \frac{|172 - 173| \cdot \sqrt{15 + 16 - 2}}{\sqrt{(1354 + 1726) \cdot (1/15 + 1/16)}} = \frac{1 \cdot 5,39}{19,96} = 0,27$$

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

Таблица 5

№ № III	q_{1i}	q_{2i}	$ Mq_1 - q_{1i} $	$(Mq_1 - q_{1i})^2$	$ Mq_2 - q_{2i} $	$(Mq_2 - q_{2i})^2$
I	154	173	18	324	0	0
2	182	173	10	100	0	0
3	182	173	10	100	0	0
4	182	182	10	100	9	81
5	173	182	1	1	9	81
6	173	154	1	1	19	361
7	173	163	1	1	10	100
8	173	192	1	1	19	361
9	173	173	1	1	0	0
10	163	173	9	81	0	0
II	192	163	20	400	10	100
12	163	173	9	81	0	0
13	192	192	1	1	361	361
14	163	163	9	81	10	100
15	163	182	9	81	9	81
16		163			10	100

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

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

Если для уровня значимости $\alpha = 0,05$ расчетное значение статистики $t_{расч}$ меньше величины $t_{табл}$, 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 $t_{расч} = 0,27$, что меньше $t_{табл} = 2,05$, 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

№ скв.	№ скв.	$Q_{1ср}$	$Q_{2ср}$	$t_{расч}$	$t_{табл}$ $\alpha = 0,05$	Выборка
1	478	231,2	237,9	2,36	2,16	Неоднородная
2	1612	131,1	134,8	2,24	2,05	"-
3	1221	42,9	39,5	0,38	2,06	Однородная
4	1322	91,6	95,4	0,84	2,08	"-
5	446	90,8	96,2	0,59	2,05	"-
6	253	28,1	28,9	0,42	2,05	"-
7	4038	172,1	173,4	0,34	2,05	"-
8	1326	18,3	18,1	0,09	2,05	"-
9	2088	34,3	36,9	0,91	2,05	"-

Как видно из табл.6, в скважинах 478, 1612 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 проводимоструем на примере скв. 4038

1) По всей выборке 15 минутных измерений определяется средний дебит $q_{кр} = 173 \text{ м}^3/\text{сутки}$;

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

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

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

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

..

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

Для скважины 4038 в первый интервал (169,3 - 176,3) попадает 12 точек ;

в интервал (162,3 - 183,3) - 26 точек

и в интервал (151,8 - 193,8) - 31 точка.

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

Следовательно, для интервала (169,3 - 176,3) эта вероятность не превышает $\frac{12}{31} \approx 39\%$; для интервала (162,3 - 183,3) эта вероятность не превышает $\frac{26}{31} \approx 84\%$ 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 %
1	2	169,3-176,3	12	39
2	4	165,8-179,8	12	39
3	6	162,3-183,3	26	84
4	8	158,8-186,8	26	84
5	10	155,3-190,3	26	84
6	12	151,8-193,8	31	100

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

5) Предположим теперь, что непрерывное измерение уронева-дится в течение 30 минут. Обозначим выборку последних данных через $q_i^{(1)}$, а предполагаемые 30 минутные измерения через $q_i^{(2)}$. Тогда в зависимости от момента времени, с которого начнется бы 30 м-я. замер, возможны следующие значения

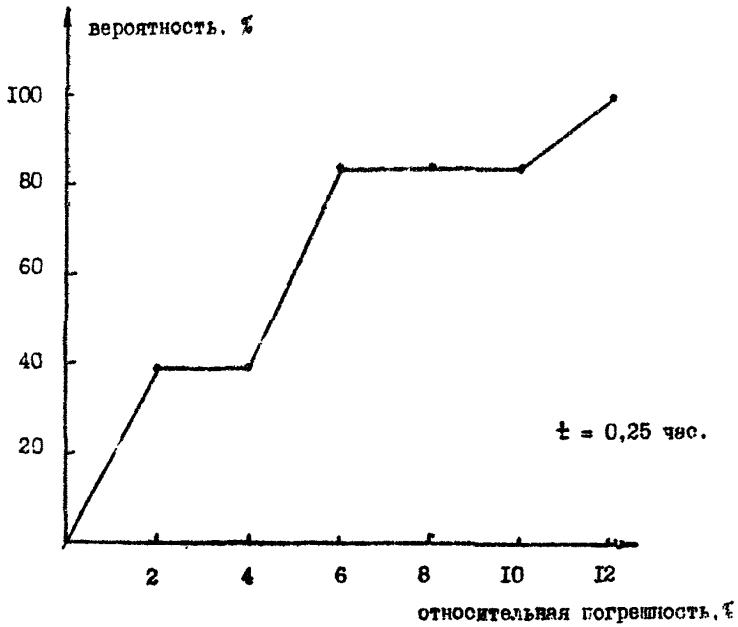


РИС. I

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

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

.. .. .

.. .. .

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

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 $-k\Delta t = K \times 15$ (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 измерениях шаг $\Delta q = 3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, что составляло 2 % погрешности от среднего. При часовых измерениях шаг Δq равнялся $1,75 \text{ м}^3/\text{сут}$, что составляет 1 % погрешности, а при 1,5-часовых и 2-часовых измерениях $\Delta q = 0,88 \text{ м}^3/\text{сут}$, т.е. 0,5 % ошибки.

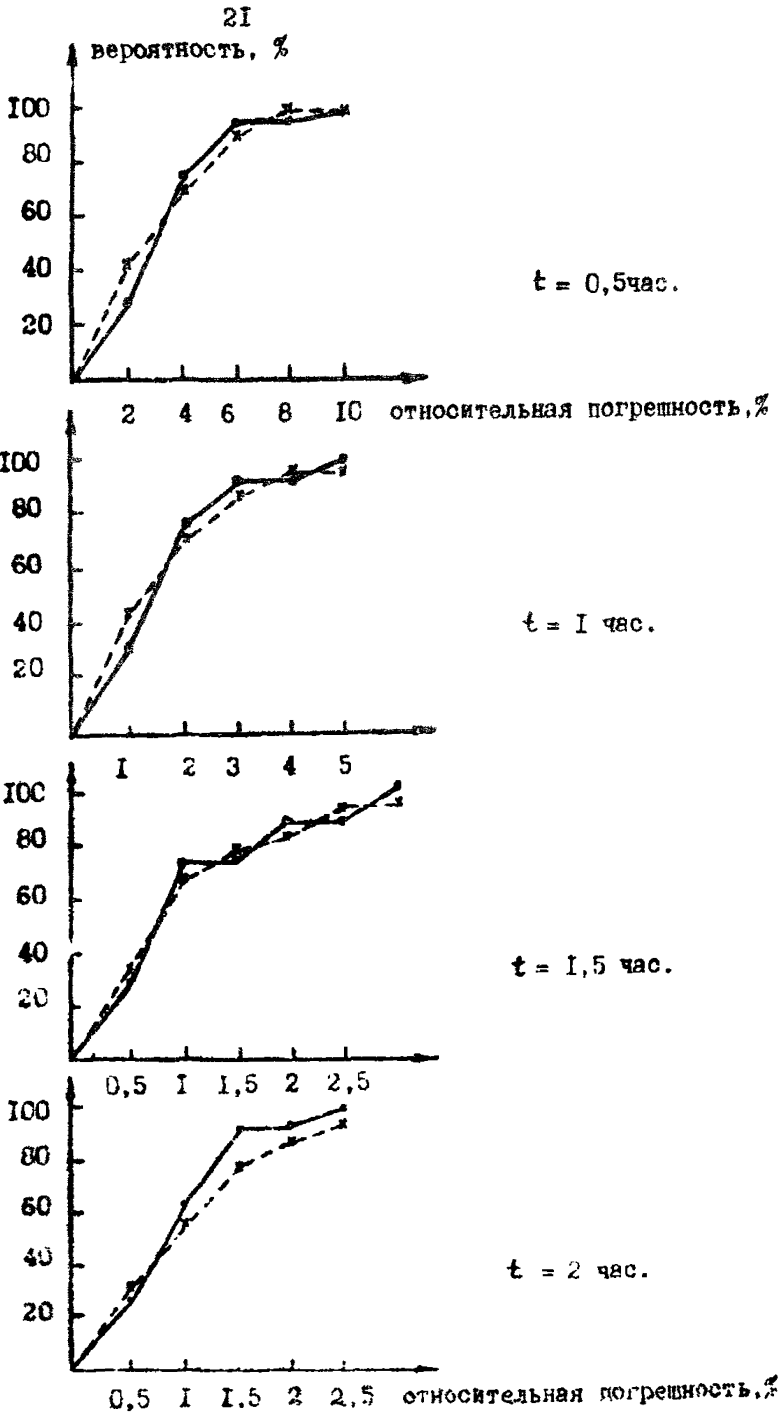


РИС. 2

Действительно, если бы для 2-х часовых измерений по оси абсцисс откладывались погрешности такие же, как и для 15-минутных измерений, все точки $q_i^{(k)}$ попали бы в интервал $(q_{cp} - \Delta q, q_{cp} + \Delta q)$ 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 $\delta = 4\%$, $P \approx 0,9$ (90%) для скважин 253, 4036 оно составляет соответственно 2 час; 1 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.е. 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 $\Psi(\tau)$ [2,5]. С этой целью определяется корреляционная функция дебита по дискретным замерам его через каждые 15 минут ($\Delta t = 15 \text{ мин} = 0,25 \text{ час}$)

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

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

Вычисления производим в следующей последовательности.

1. Составляем таблицу 8 для вычисления значений автокорреляционной функции.

2. Определяем дисперсию среднего по времени дебита

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

$$\sigma^2 = D\bar{q} = \frac{2}{T} \int_0^T (1-\tau/T)\Psi(\tau) d\tau = \frac{2}{T^2} \int_0^T (T-\tau)\Psi(\tau) d\tau, \quad (3)$$

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

Таблица 8

III	$q_{i,t} - Mq$	$(q_{i,t} - Mq)^2$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+1,t} - Mq)$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+2,t} - Mq)$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+3,t} - Mq)$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+4,t} - Mq)$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+5,t} - Mq)$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+6,t} - Mq)$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+7,t} - Mq)$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+8,t} - Mq)$	$(q_{i,t} - Mq)(q_{i+9,t} - Mq)$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-18,8	353,40									
2	9,2	84,60	173,00								
3	9,2	84,60	84,60	-173,00							
4	9,2	84,60	84,60	84,60	173,00						
5	0,2	0,04	1,80	1,80	1,80	-3,80					
6	0,2	0,04	0,04	1,80	1,80	1,80	-3,80				
7	0,2	0,04	0,04	0,04	1,80	1,80	1,80	-3,80			
8	0,2	0,04	0,04	0,04	0,04	1,80	1,80	1,80	-3,80		
9	0,2	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	1,80	1,80	1,80	-3,80	
10	-9,8	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-90,20	-90,20	-90,20	184,20
11	19,2	368,60	-188,20	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	176,60	176,60	176,60
12	-9,8	96,00	-188,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-90,20	-90,20
13	0,2	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	1,80
14	-9,8	96,00	-2,00	96,00	-188,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00
15	-9,8	96,00	96,00	-2,00	96,00	-188,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00

24

Продолжение таблицы 8

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	19,2	368,60	-188,20	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	176,60	176,60	176,60
12	-9,8	96,00	-188,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-90,20	-90,20
13	0,2	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	1,80
14	-9,8	96,00	-2,00	96,00	-188,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00
15	-9,8	96,00	96,00	-2,00	96,00	-188,20	96,00	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00
16	0,2	0,04	-2,00	-2,00	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04	0,04	0,04
17	0,2	0,04	0,04	-2,00	-2,00	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04	0,04
18	0,2	0,04	0,04	0,04	-2,00	-2,00	0,04	-2,00	3,80	-2,00	0,04
19	9,2	84,60	1,80	1,80	1,80	-90,20	-90,20	1,80	-90,20	176,60	-90,20
20	9,2	84,60	84,60	1,80	1,80	1,80	-90,20	-90,20	1,80	-90,20	176,60
21	-18,8	353,40	-173,00	-173,00	-3,80	-3,80	-3,80	184,20	184,20	-3,80	184,20
22	-9,8	96,00	184,20	-90,20	-90,20	-2,00	-2,00	-2,00	96,00	96,00	-2,00
23	19,2	368,60	-188,20	-361,00	176,60	176,60	3,80	3,80	3,80	-188,20	-188,20
24	0,2	0,04	3,80	-2,00	-3,80	1,80	1,80	0,04	0,04	0,04	-2,00
25	0,2	0,04	0,04	3,80	-2,00	-3,80	1,80	1,80	0,04	0,04	0,04
26	-9,8	96,00	-2,00	-2,00	-188,20	96,00	184,20	-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	1,80	1,80	0,04
28	19,2	368,60	3,80	-188,20	3,80	3,80	368,60	-188,20	-361,00	176,60	176,60

Продолжение таблицы 6

i	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
29	-9,8	96,00	-188,20	-2,00	96,00	-2,00	-2,00	-188,20	96,00	184,20	-90,20
30	9,2	84,60	-90,20	176,60	1,80	-90,20	1,80	1,80	176,60	-90,20	-173,00
31	-9,8	96,00	-90,20	96,00	-188,20	-2,00	96,00	-2,00	-2,00	-188,20	96,00
K =	0	21	2	3	4	5	6	7	8	9	
n-K =	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	
$\sum_{i=1}^{n-k}$	3088,68	-745,7	-431,40	-460,24	-4,88	565,08	463,90	97,16	59,2	354,4	
$\varphi(\tau) = \frac{\sum_{i=1}^{n-k} \tau^i}{n-k}$	99,63	-24,90	-14,90	-16,40	-0,18	21,73	18,60	4,05	2,57	16,10	0,2

Интеграл из формулы (3) рассчитываем методом трапеции для различных значений времени T . Допустим $T = 1$ час, $\Delta t = -0,25$ час $\tau = K \Delta t$, где $K = \{0, 1, 2, 3, 4\}$.

Составим вспомогательную таблицу 9

Таблица 9				Тогда $\int_0^1 (\tau - \tau) \psi(\tau) d\tau \approx$
№ № п/п	$\psi(\tau)$	$T - \tau$	$(T - \tau) \psi(\tau)$	
1	99,63	1	99,63	$\approx \left[\frac{99,63 - 18,68}{2} + \frac{-18,68 - 7,45}{2} + \frac{-7,45 - 4,1}{2} + \frac{-4,1 + 0}{2} \right] \cdot 0,25 = 4,90$
2	-24,90	0,75	-18,68	
3	-14,90	0,50	-7,45	
4	-16,40	0,25	-4,1	
5	-0,18	0	0	

Дисперсию σ^2 подсчитываем по формуле

$$\sigma^2 = \frac{2}{1} \cdot 4,90 = 9,8 ; \quad \sigma = 3,13$$

Описанным способом подсчитываем дисперсии для различных значений T .

Для $T = 0,5$ час	$\sigma = 6,12$
$T = 1$ час	$\sigma = 3,13$
$T = 1,5$ часа	$\sigma = 2,2$
$T = 2$ часа	$\sigma = 2,23$
$T = 2,25$ часа	$\sigma = 2,21$

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

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

где $\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-t^2/2} dt$ - значения $\Phi(x)$ отсчитываются 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 $Mq = 773$, то $A = 173 \cdot 0,02 = 3,46$ для $T = 0,5$ часа, $\sigma' = 6,12$. тогда

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

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 1 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 1,5 - 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 - хронограммы. Каждая хронограмма аппроксимируется координатой вида

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

где частота ω_0 считается заданной и одинаковой для всех хронограмм; амплитуда A_i , фаза 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

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

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

$$\begin{aligned} a_{1j} &= x_i a_{1j} + y_i a_{12} + h_i a_{13} \\ a_{2j} &= x_i a_{2j} + y_i a_{22} + h_i a_{23} \\ a_{3j} &= x_i a_{3j} + y_i a_{32} + h_i a_{33}, \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned}
 \text{где } a_{11} &= \sum_{j=1}^N \cos^2(\omega_0 t_j); & a_{12} &= a_{21} = \sum_{j=1}^N \cos(\omega_0 t_j) \sin(\omega_0 t_j) \\
 a_{31} &= a_{13} = \sum_{j=1}^N \cos(\omega_0 t_j); & a_{22} &= \sum_{j=1}^N \sin^2(\omega_0 t_j); \\
 a_{23} &= a_{32} = \sum_{j=1}^N \sin(\omega_0 t_j); & a_{33} &= N; & a_{34} &= \sum_{j=1}^N q_{ij}; & (8) \\
 a_{14} &= \sum_{j=1}^N q_{ij} \cos(\omega_0 t_j); & a_{24} &= \sum_{j=1}^N q_{ij} \sin(\omega_0 t_j);
 \end{aligned}$$

На частным аппроксимациям газличных хронограмм строится среднее уравнение для всего временного ряда

$$q(t) = x_c \cos(\omega_0 t) + y_c \sin(\omega_0 t) + h_c \quad (9)$$

$$\text{где } x_c = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m x_i; \quad y_c = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m y_i; \quad h_c = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m h_{ci},$$

m - число хронограмм.

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

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

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

Расч.ли приведены для $\Delta t = 1,5$ часа. Число хронограмм при этом $m = 3$, каждая из которых состоит из 5 замеров, $N = 5$.

За угловую частоту ω_0 принимается $\omega_0 = 1,26$. Тогда согласно (7, 8) находим коэффициенты a_{ij} .

$$a_{13} = a_{31} = \sum_{i=1}^m \cos(\omega_0 t_i) = \sum_{i=1}^5 \cos(1,25 t_i) = \\ = \cos(1,25 \cdot 12) + \cos(1,25 \cdot 13,5) + \cos(1,25 \cdot 15) + \cos(1,25 \cdot 16,5) + \\ + \cos(1,25 \cdot 18) = -0,60 - 0,32 + 1,00 - 0,30 - 0,82 = -1,24$$

$$a_{44} = \sum_{i=1}^5 \cos^2(1,25 \cdot t_i) = 0,60^2 + 0,32^2 + 1,00^2 + 0,30^2 + 0,82^2 = \\ = 0,66 + 0,10 + 1,00 + 0,09 + 0,66 = 2,50$$

$$a_{44} = \sum_{i=1}^5 u_i \cos(1,25 \cdot t_i) = -82 \cdot 0,60 - 107 \cdot 0,32 + 112 \cdot 1,00 - \\ - 126 \cdot 0,30 - 111 \cdot 0,82 = -65,97 - 38,94 + 112,00 - 37,67 - 90,54 = \\ = -116,14.$$

$$a_{23} = a_{32} = \sum_{i=1}^5 \sin(1,25 \cdot t_i) = \sin(1,25 \cdot 12) + \sin(1,25 \cdot 13,5) + \\ + \sin(1,25 \cdot 15) + \sin(1,25 \cdot 16,5) + \sin(1,25 \cdot 18) = 0,60 - 0,95 - \\ - 0,01 + 0,95 - 0,58 = 0.$$

$$a_{22} = \sum_{i=1}^5 \sin^2(1,25 \cdot t_i) = 0,60^2 + 0,95^2 + 0,01^2 + 0,95^2 + 0,58^2 = \\ = 0,35 + 0,90 + 0 + 0,91 + 0,33 = 2,50$$

$$a_{12} = a_{21} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^5 \sin(2\omega_0 t_i) = \frac{1}{2} \left[\sin(2,51 \cdot 12) + \right. \\ \left. + \sin(2,51 \cdot 13,5) + \sin(2,51 \cdot 15) + \sin(2,51 \cdot 16,5) + \right. \\ \left. + \sin(2,51 \cdot 18) \right] = \frac{1}{2} (-0,96 + 0,60 - 0,02 - 0,57 + 0,94) = \\ = -0,00005$$

$$a_{22} = \sum_{i=1}^5 u_i \sin(1,25 \cdot t_i) = 82 \cdot 0,60 - 107 \cdot 0,95 - 112 \cdot 0,01 + \\ + 126 \cdot 0,95 - 111 \cdot 0,58 = 48,7 - 101,47 - 1,06 + 120,23 - 64,21 = \\ = 2,18.$$

Таблица 10

Дебиты скважины № 770 НГДУ им.Серебровского
(замеры сняты с интервалом $\Delta t = 0,5$ час.)

№ № II	Q	№ № III	Q
1	82	24	77
2	101	25	118
3	130	26	126
4	106	27	105
5	140	28	148
6	115	29	82
7	111	30	124
8	146	31	111
9	120	32	135
10	125	33	158
11	125	34	110
12	128	35	114
13	111	36	115
14	124	37	116
15	110	38	105
16	141	39	136
17	120	40	138
18	128	41	133
19	122	42	115
20	125	43	118
21	131	44	121
22	118	45	105
23	141		

$$a_{33} = m = 5$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$h_1 = \frac{3003,55}{27,43} = 109,50$$

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

Аналогичная процедура производится для оставшихся 2 систем измерений.

$$x_2 = 8,11 , \quad y_2 = 6,32 , \quad h_2 = 143,95$$

$$x_3 = - 8,73 , \quad y_3 = 3,25 , \quad h_3 = 119,10$$

Согласно (9)

$$\alpha_c = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \alpha_j = \frac{1}{9} (7,67 + 8,11 - 8,78) = 2,35$$

$$y_c = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m y_j = \frac{1}{9} (27,43 + 6,32 + 3,25) = 3,33$$

$$h_c = \frac{1}{9} (109,50 + 143,95 + 119,10) = 124,18$$

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

$$\bar{q}_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^5 q_{ij}}{45} \approx 120,7 \text{ м}^3/\text{сут} \quad , \text{ а по аналитической формуле (10)}$$

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

$$\cdot (\cos(1,26 \cdot 22) - 1) + 124,2 \approx 0,08 - 0,78 - 0,12 - 0,12 - 0,38 + 124,2 = 0,07 - 0,05 + 124,2 \approx 124,2 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

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

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

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

Таким образом сокращение времени между замерами по сравнению с интервалом $\Delta t = 1,5$ часа практически не улучшает качество прогноза и указанный интервал 1,5 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_c - находят ся 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.

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

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

6. Определение продолжительности измерений количества
жидкости в продукции нефтяных скважин на Бовине
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 до-
пустимой точности, по которой в конечном итоге определяется вре-
мя 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 отсче-
тов [1] .

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

где $k = -\infty, \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots, +\infty$

Работа скважины характеризуется средним периодом работы, так
как производится остановка 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

$$u(t) = \sum_0^N u(k\Delta t) \frac{\sin \omega_c(t - k\Delta t)}{\omega_c(t - k\Delta t)}, \quad (14)$$

где $N = \frac{T}{\Delta t}$, $k = 0, 1, 2, \dots, N$

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 .

$$\begin{aligned} \int_0^T u(t) dt &= \int_0^T \sum_0^N u(k\Delta t) \frac{\sin \omega_c(t - k\Delta t)}{\omega_c(t - k\Delta t)} dt = \\ &= \sum_0^N u(k\Delta t) \frac{\Delta t}{\pi} \int_0^T \frac{\sin \left(\frac{t}{\Delta t} - k \right) \pi}{\left(\frac{t}{\Delta t} - k \right) \pi} d \left[\left(\frac{t}{\Delta t} - k \right) \pi \right] = \\ &= \frac{\Delta t}{\pi} \sum_0^N u(k\Delta t) \int_0^T \frac{\sin \left(\frac{t}{\Delta t} - k \right) \pi}{\left(\frac{t}{\Delta t} - k \right) \pi} d \left[\left(\frac{t}{\Delta t} - k \right) \pi \right] \quad (15) \end{aligned}$$

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

Подстановка интегрального синуса в (15) дает

$$\begin{aligned} \int_0^T u(t) dt &= \frac{\Delta t}{\pi} \sum_0^N u(k\Delta t) \left\{ \text{Si} \left[\left(\frac{t}{\Delta t} - k \right) \pi \right] \right\}_0^T = \\ &= \frac{\Delta t}{\pi} \sum_0^N u(k\Delta t) \left[\text{Si} (N - k) \pi + \text{Si} (k \pi) \right]. \quad (16) \end{aligned}$$

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 скважин T . Если ограничиться меньшим числом начальных дискретных отсчетов $n, n \leq N + 1$, то погрешность такого преобразования будет определяться выражением

$$\xi_n = \frac{n \int_0^T u(t) dt}{n \int_0^T u(t) dt} - 1 \quad (17)$$

Беря за основу (16), выражение (17) приводится к виду :

$$\delta_n = \frac{N \left\{ \sum_0^n u(\kappa \Delta t) [Si(n-\kappa)\varepsilon + Si \kappa \varepsilon] \right\}}{n \left\{ \sum_0^N u(\kappa \Delta t) [Si(N-\kappa) + Si \kappa \varepsilon] \right\}} - 1 \quad (18)$$

Используя (18), можно построить график зависимости $\delta_n = \mathcal{U}(n)$ 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 (18), строится график зависимости $\delta_n = \mathcal{U}(n)$ (рис. 3). При построении данной зависимости используется значения интегрального синуса. Необходимые для расчетов значения \mathcal{U} приведены в приложении - таблица 2.

Итак, в данном случае, (18) запишем в виде

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

где

$$\begin{aligned} A &= \sum_0^n u(\kappa \Delta t) [Si(n-\kappa)\varepsilon + Si \kappa \varepsilon], \\ B &= \sum_0^N u(\kappa \Delta t) [Si(N-\kappa) + Si \kappa \varepsilon] \\ R &= \sum_0^{14} u(\kappa \Delta t) [Si(14-\kappa)\varepsilon + Si \kappa \varepsilon] = u(0)Si 14\varepsilon + \\ &+ u(\Delta t) [Si 13\varepsilon + Si \varepsilon] + u(2\Delta t) (Si 12\varepsilon + Si 2\varepsilon) + \dots + \\ &+ u(14 \cdot \Delta t) Si 14\varepsilon = \end{aligned}$$

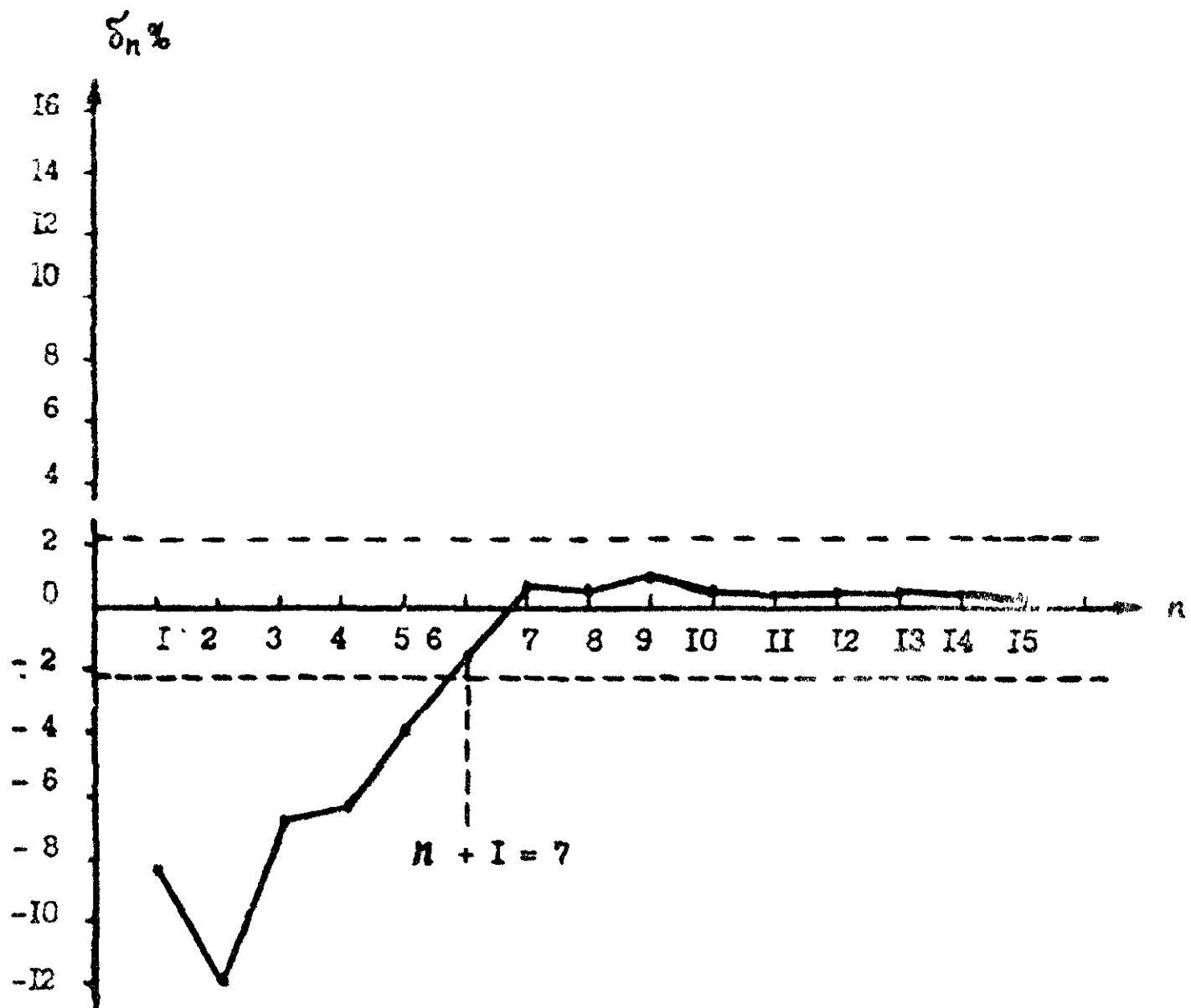


Рис. 3

Таблица II

№ № шп К	t час	Q, м ³ /сут	№ № шп К	t час	Q, м ³ /сут
0	12,0	82	23	23,5	77
I	12,5	102	24	24,0	119
2	13,0	130	25	0,5	127
3	13,5	107	26	1,0	105
4	14,0	140	27	1,5	148
5	14,5	115	28	20	82
6	15,0	112	29	2,5	124
7	15,5	147	30	3,0	112
8	16,0	120	31	3,5	137
9	16,5	126	32	4,0	158
10	17,0	126	33	4,5	110
11	17,5	129	34	5,0	116
12	18,0	111	35	5,5	114
13	18,5	125	36	6,0	116
14	19,0	110	37	6,5	105
15	19,5	142	38	7,0	137
16	20,0	120	39	7,5	139
17	20,5	129	40	8,0	134
18	21,0	122	41	8,5	115
19	21,5	125	42	9,0	118
20	22,0	131	43	9,5	122
21	22,5	118	44	10,0	105
22	23,0	142			

$$\begin{aligned}
&= 82 \cdot 1,548 + 107 \cdot (1,595 + 1,852) + 112(1,544 + 1,418) + \\
&+ 126 \cdot (1,600 + 1,675) + 131 \cdot (1,539 + 1,492) + 142 \cdot (1,606 + 1,634) + \\
&+ 122 \cdot (1,531 + 1,518) + 118 \cdot (1,616 + 1,616) + 119(1,518 + 1,531) + \\
&+ 148 \cdot (1,634 + 1,606) + 112 \cdot (1,492 + 1,539) + 110(1,675 + 1,600) + \\
&+ 116 \cdot (1,418 + 1,544) + 139 \cdot (1,852 + 1,595) + 118 \cdot 1,548 = 5337,496
\end{aligned}$$

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

Для $n = 1$:

$$\begin{aligned}
A &= \sum_1^1 U(\kappa \Delta t) [S_i(n-\kappa)x + S_i \kappa x] = U(1)S_i x + U(\Delta t)S_i x = \\
&= 82 \cdot 1,852 + 107 \cdot 1,852 = 350,028
\end{aligned}$$

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

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

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

Для $n = 6$

$$\begin{aligned}
A &= \sum_0^6 U(\kappa \Delta t) [S_i(6-\kappa)x + S_i \kappa x] = U(0)S_i 6x + U(\Delta t)x \\
&+ (S_i 5x + S_i^2 x) + U(2\Delta t)(S_i 4x + S_i 2x) + U(3\Delta t)(S_i 3x + S_i 3x) + \\
&+ U(4\Delta t)(S_i 2x + S_i 4x) + U(5\Delta t)(S_i x + S_i 5x) + U(6\Delta t)S_i 6x = \\
&= 82 \cdot 1,518 + 107 \cdot (1,634 + 1,852) + 112(1,492 + 1,418) + \\
&+ 126(1,675 + 1,675) + 131(1,418 + 1,492) + 142 \cdot (1,852 + 1,634) + \\
&+ 1,634 \cdot x
\end{aligned}$$

$$+ 122 \cdot 1,518 = 2248, 716$$

$$\delta_6 = \frac{14 \cdot 2248, 716}{6 \cdot 5337, 496} - 1 = - 0,017$$

$$\delta_6 = - 1,7 \%$$

Таким образом, $n + 1 = 7$. Откуда находим минимальное время $t_{m;n} = n \cdot \Delta t = 7 \cdot 1,5 = 10,5$ 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.

1. 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 (19) строится зависимость относительной погрешности δ_n от числа точек осреднения n .

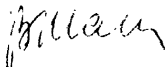
5. На графике $\delta_n(n)$ выбирается точка n^* , соответствующая заданной погрешности оценки среднего дебита.

6. Вычисляется необходимая продолжительность измерений количества жидкости

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

Зам. Директора ВНИИ

д. т. н.

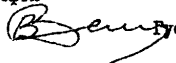


Максимов В.П.

Начальник Отдела техники

и технологии добычи нефти

к. т. н.

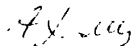


Гусев В.И.

Руководитель лаборатории

газонефтяной динамики

д. т. н.



Мирзаджанзаде А.Х.

РЕКОМЕНДАЦИИ

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:

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

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

6. Пункты 3-5 выполняются для каждой хронограммы.

7. Вычисляются осреднённые значения X_c , Y_c , h_c .

8. По формуле (10) определяется средний дебит скважины за период времени T .

9. Вычисляется относительная погрешность расчётного значения.

10. Все пункты с 1 по 9 повторяются для различных интервалов между замерами ΔT времён осреднения T .

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

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

1. По стационарному процессу изменения дебита во времени опре-

делается наибольшей частота колебаний ω_c .

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

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

4. По формуле (19) строится зависимость относительной погрешности δ_n от числа точек усреднения n .

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

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

Приложение

Таблица I

И	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0,0	0,00000	00399	00798	01197	01595	01994	02392	02790	03188	03586
0,1	03983	04380	04776	05172	05567	05962	06356	06749	07142	07535
0,2	07926	08317	08706	09095	09483	09871	10257	10642	11026	11409
0,3	11791	12172	12552	12930	13307	13683	14058	14431	14803	15173
0,4	15542	15910	16276	16640	17003	17364	17724	18082	18439	18793
0,5	19146	19497	19847	20194	20540	20884	21226	21566	21904	22240
0,6	22575	22907	23237	23565	23891	24215	24537	24857	25175	25490
0,7	25804	26115	26424	26730	27035	27337	27637	27935	28220	28524
0,8	28814	29103	29389	29673	29955	30234	30511	30785	31057	31327
0,9	31594	31859	32121	32381	32639	32894	33147	33398	33646	33891
1,0	34134	34375	34614	34850	35083	35314	35543	35769	35993	36214
1,1	36433	36650	36864	37076	37286	37493	37698	37900	38100	38298
1,2	38493	38686	38877	39065	39251	39435	39617	39796	39973	40147
1,3	40320	40490	40658	40824	40988	41149	41308	41466	41621	41774
1,4	41924	42078	42220	42364	42507	42647	42786	42922	43056	43189
1,5	43319	43448	43574	43699	43822	43943	44062	44179	44295	44408
1,6	44520	44630	44738	44845	44950	45053	45154	45254	45352	45449
1,7	45543	45637	45728	45818	45907	45994	46080	46164	46246	46327

Приложение

Таблица 2

κ	$S_{\kappa} \kappa \mathcal{F}$	κ	$S_{\kappa} \kappa \mathcal{F}$
0	0	21	1,585497
1	1,851937	22	1,556334
2	1,418152	23	1,584630
3	1,674762	24	1,557538
4	1,492161	25	1,583524
5	1,633965	26	1,558557
6	1,518034	27	1,582582
7	1,616085	28	1,559431
8	1,531131	29	1,581770
9	1,606077	30	1,560188
10	1,539029	31	1,531062
11	1,599685	32	1,560849
12	1,544307	33	1,580442
13	1,595252	34	1,561434
14	1,548083	35	1,579891
15	1,591998	36	1,561954
16	1,550917	37	1,579399
17	1,589507	38	1,562420
18	1,553123	39	1,578958
19	1,587540	40	1,562838
20	1,554889	41	1,578560

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранов П.А. - "Определение продолжительности замеров дебита нефтяной скважины на основе дискретных измерений". Изв. Вузов, "Нефть и газ", № 12, 1966.
2. Временная инструкция по определению длительности и периодичности измерения нефтепромысловых параметров. ОНТИ-ВНИИ, Москва, 42 стр.
3. Емелянов И.П. - "Формы колебаний в биоритмология". Из-во "Наука" Сибирское отделение. Новосибирск, 1976 г.
4. Руководство по применению автоматизированных установок типа "Спутник" (РД 39 - 5 - 12 - 78)
5. Свенников А.А. - Прикладные методы теории случайных функций. Изд-во "Наука", 1968 г. 463 стр.
6. Таблицы интегрального синуса и косинуса. Изд-во АН СССР 1854 г.
7. Курган Я.И., Яковлев В.П. - "Методы теории целевых функций в радиофизике, теории связи и оптике". Физматгиз, 1962 г.

О Г Л А В Л Е Н И Е

	стр.
1. 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	13
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 - 1981 г.

Зак. 250. Тир. 300 экз. Д-105686.