

АЗƏРБАЙЧАН ССР ЭЛМЛƏР АКАДЕМИЯСЫНЫН  
**ХƏБƏРЛƏРИ**  
**ИЗВЕСТИЯ**  
АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАИДЖАНСКОЙ ССР

№ 8  
АВГУСТ  
1952



АЗƏРБАЙҘАН ССР ЭЛМЛƏР АКАДЕМИЯСЫНЫН

ХƏБƏРЛƏРИ

ИЗВЕСТИЯ

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

№ 8

А в г у с т

1952

ГОД ИЗДАНИЯ ВОСЕМНАДЦАТЬ И

АЗƏРБАЙҘАН ССР ЭА НƏШРИЯТЫ  
ИЗДАТЕЛЬСТВО АН АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
БАКЫ — БАКУ



МҮНДЭРИЧЭ

Ш. И. Векилов—Ниссә-ниссә һамар гармоник функциялар һей'әти үчүн гарышыг сәрһәд мәсәләләри . . . . .	3
Һ. Агаев—Бир диференциал тәһлийин аналитик һаллары һаггында . . . . .	29
М. Ф. Мирчинк—Нефт кеолокыясы элминин вәзийәти вә онун инкишаф йоллары . . . . .	39
В. И. Есьман—„НБВ-3“ насосунун автоматик низамасалма механизминин тәчрүбәви тәдгигаты . . . . .	57
Б. К. Зейналов вә С. Г. Мәмәдова—Парафин дестиллатындан һомокен каталитик оксидләшдирмә вәситәсилә окситуршуларын алынмасы . . . . .	63
А. К. Мискарли вә Т. Гасанова—Абшерон ярымадасындакы бә'зи мәһсулар сүхурларын килли мәһлуларын кейфийәтинә тәсири һаггында . . . . .	75
Гәзәнфәр Әлизадә—Азәрбайчан халг ме'марлығынын өйрәнилмәсинә дәир (бухарылар) . . . . .	91
Элми сессиялар, конференслар вә мушавирәләр . . . . .	109

СОДЕРЖАНИЕ

Ш. И. Векилов—Смешанные краевые задачи для совокупности кусочно-гладких гармонических функций . . . . .	3
Г. Н. Агаев—Аналитический характер решений одного дифференциального уравнения . . . . .	29
М. Ф. Мирчинк—Состояние нефтяной геологической науки и пути ее развития . . . . .	39
В. И. Есьман—Экспериментальные исследования механизма автоматического регулирования насоса НБВ-3 . . . . .	57
Б. К. Зейналов и С. Г. Мәмәдова—Гомогенный катализ окисления парафинистого дистиллата с целью получения оксикислот . . . . .	63
А. К. Мискарли и Т. Гасанова—Исследование влияния некоторых пород продуктивной толщи Апшеронского полуострова на качество глинистых растворов . . . . .	75
Г. М. Ализаде—К изучению народного зодчества Азербайджана (бухары) . . . . .	91
Научные сессии, конференции и совещания . . . . .	109

п 5900 п 5908  
Библиотека Азербайджанского  
Филиала АН СССР

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: Алиев М. М. (редактор), Волобуев В. Р., Газиев Г. Н., Гусейнов И. А., Караев А. И., Камкай М. А., Мамед-алиев Ю. Г., Нагиев М. Ф. (зам. редактора), Топчибаев М. А., Усейнов М. А., Халилов З. И., Ширалиев М. Ш., Эфендизаде А. А.

Подписано к печати 16/VII 1952 г. Бумага 70×108/16=3,5 бум. лист.; печатн. лист. 9,59, учетн.-изд. лист. 10. ФГ 18905. Заказ № 218. Тираж 700.

Управление по делам полиграфической промышленности, издательств и книжной торговли при Совете Министров Азерб. ССР. Типография „Красный Восток“. Баку, ул. Ази Асланова, 80.

Ш. И. ВЕКИЛОВ

СМЕШАННЫЕ КРАЕВЫЕ ЗАДАЧИ ДЛЯ СОВОКУПНОСТИ КУСОЧНО-ГЛАДКИХ ГАРМОНИЧЕСКИХ ФУНКЦИЙ

В настоящей работе рассматриваются следующие краевые задачи, имеющие теоретическое и прикладное значение:

1. Пусть заданы непересекающиеся друг с другом поверхности Ляпунова  $\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_n, S$ , так что поверхность  $\sigma_k$  содержится внутри  $\sigma_{k+1}$  ( $k = 1, 2, \dots, n-1$ ), а поверхность  $\sigma_n$  — внутри  $S$ . Обозначим область, ограниченную поверхностями  $\sigma_k, \sigma_{k+1}$ , через  $D_k$  ( $k = 1, 2, \dots, n+1$ ), а  $\sigma_n, S$  — через  $D_n$ . Внешность поверхности  $S$  обозначим через  $D^*$ .

Требуется определить совокупность функций  $U_i$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ ), гармонических в областях  $D_0, D_1, \dots, D_n$ , непрерывных в  $\sum_{k=1}^{1,n} D_k +$

$+\sum_{k=1}^{1,n} \sigma_k + S$ , удовлетворяющих краевым условиям

$$K_{v-1} \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_+ = K_v \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_- + \varphi_i^{(v)} \text{ на } \sigma_v \quad (1,1)$$

$$\frac{dU_i}{dn} + \sum_{j=1}^{1,n} a_{ij} U_j = f_i \text{ на } S \quad (1,2)$$

( $v = 1, 2, \dots, n$ ;  $i = 1, 2, \dots, N$ ),

где  $K_p$  — положительные постоянные числа;

$\left( \frac{dU_i}{dn} \right)_+, \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_-$  — соответственно внутренние и внешние нормальные производные;

$a_{ij}, f_i$  — непрерывные функции, заданные на поверхности  $S$ ;

$\varphi_i^{(v)}$  — непрерывные функции, заданные на поверхностях  $\sigma_v$  ( $v = 1, 2, \dots, n$ ).

1°. Докажем, что если при выполнении условий

$$a_{11} < 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} > 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} > 0 \quad (1,3)$$



для всех точек поверхности  $S$  поставленная краевая задача имеет решение, то оно единственное.

В самом деле, предположим, что существует два различных решения  $(U'_1, \dots, U'_N)$  и  $(U''_1, \dots, U''_N)$ .

Тогда их разность  $U_i = U'_i - U''_i$  ( $i=1, 2, \dots, N$ ) будет также решением той же задачи с граничными условиями:

$$K_{v-1} \frac{dU_i}{dn} \Big|_{\sigma_v^+} = K_v \frac{dU_i}{dn} \Big|_{\sigma_v^-} \text{ на } \sigma_v \quad (1,1^*)$$

$$\frac{dU_i}{dn} + \sum_j a_{ij} U_j = 0 \text{ на } S \quad (1,2^*)$$

$(v=1, 2, \dots, n; i=1, 2, \dots, N).$

Покажем, что  $U_i = 0$  ( $i=1, 2, \dots, N$ ). Согласно формуле Грина в областях  $D_0, D_1, \dots, D_n$  будем иметь:

$$\iiint_{D_0} (\text{grad } U_i)^2 dv = - \iint_{\sigma_1} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma,$$

$$\iiint_{D_v} (\text{grad } U_i)^2 dv = \iint_{\sigma_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- d\sigma - \iint_{\sigma_{n+1}} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma, \quad (1,4)$$

$$\iiint_{D_n} (\text{grad } U_i)^2 dv = \iint_{\sigma_n} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- d\sigma - \iint_S \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma$$

$$(v=1, 2, \dots, n-1; i=1, 2, \dots, N).$$

Умножая первое выражение (1,4) на  $K_0$ , второе на  $K_1$ , и, наконец,  $n+1$ -ое на  $K_n$ , складывая почленно, на основании (1\*) и (1,2\*) получим:

$$\sum_{i=1}^{1,N} \sum_{v=0}^{0,n} K_v \iiint_{D_v} (\text{grad } U_i)^2 dv + K_n \iint_S \left[ \sum_{i=1}^{1,N} \sum_{j=1}^{1,N} (-a_{ij}) U_i U_j \right] ds = 0 \quad (1,5)$$

Отсюда на основании (1,3),  $U_i = \text{const}$  в области  $\sum_k D_k + \sum_k \sigma_k$ , и

$U_i \Big|_{\sigma_v^+} = 0$ . Следовательно,  $U_i = 0$  во всем пространстве, что и требовалось доказать.

2°. Приведем решение задачи к системе интегральных уравнений. Для этого искомыми функциями представим как сумму потенциалов

$$U_i = \sum_v \iint_{\sigma_v} \mu_v^{(i)} \frac{1}{r_v} ds + \int_S \mu^{(i)} \frac{1}{r} ds \quad (1,6)$$

$(i=1, 2, \dots, N)$

Здесь  $r_v$  — расстояние между двумя точками  $M$  и  $P$ ,  $M$  — некоторая точка с координатами  $(x, y, z)$ ,  $P_v$  — точка интегрирования поверхности  $\sigma_v$ ,  $r$  — расстояние между двумя точками  $M$  и  $P$ , где  $P$  — точка интегрирования поверхности  $S$ .

Тогда на основании (1,1) (1,2) имеем:

$$A_v \left[ \sum_v \iint_{\sigma_v} \mu_v^{(i)} \frac{\cos \psi_v}{r_v^2} ds + \int_S \mu^{(i)} \frac{\cos \psi}{r^2} ds \right] - 2\pi \mu_v^{(i)} - \omega_v^{(i)} \text{ на } \sigma_v$$

$$\sum_v \iint_{\sigma_v} \mu_v^{(i)} \frac{\cos \psi_v}{r_v^2} ds + \int_S \mu^{(i)} \frac{\cos \psi}{r^2} ds - 2\pi \mu_s^{(i)} +$$

$$+ \sum_j a_{ij} \left[ \sum_v \iint_{\sigma_v} \mu_v^{(i)} \frac{1}{r_v} ds + \int_S \mu^{(i)} \frac{1}{r} ds \right] = f_i \text{ на } S \quad (1,7)$$

где

$$A_v = \frac{K_{v-1} - K_v}{K_{v-1} + K_v}, \quad \omega_v^{(i)} = \frac{\Phi_v^{(i)}}{K_{v-1} + K_v},$$

$(i=1, 2, \dots, N; v=1, 2, \dots, n).$

Здесь  $\psi_v$  — угол между внутренней нормалью в точке  $P_v^0$  и направлением  $P_v^0 P_v$ ;  $P_v^0$  и  $P_v$  — точки поверхности  $\sigma_v$ , одна из которых —  $P_v^0$  фиксирована, а другая описывает поверхность  $\sigma_v$ ,  $v=1, 2, \dots, n$ . Аналогичное рассуждение можно провести относительно угла  $\psi$  и поверхности  $S$ .

Когда две точки  $P_v^0$  и  $P_v$  (или  $P^0$  и  $P$ ) совпадают, то соответствующее ядро стремится в бесконечность, как  $\frac{1}{r}$ , но нетрудно видеть, что достаточно двух итераций, чтобы из него получить ограниченное ядро [2].

Таким образом, система (1,7) квази-регулярная и к ней можно применить теорию Фредгольма. В следующем параграфе будет доказано, что соответствующая однородная система интегральных уравнений не имеет никаких других решений, кроме тривиального. Следовательно, неоднородная система имеет единственное решение [2]. Тогда для нашей задачи решение существует и притом единственное.

3°. Рассмотрим краевую задачу, эквивалентную системе однородных интегральных уравнений, соответствующей неоднородной системе (1,7) при произвольном параметре  $\lambda$ .

Из формул предельных значений нормальных производных потенциала простого слоя и из системы однородных интегральных уравнений, при произвольном параметре  $\lambda$ , имеем следующие краевые условия:

$$\frac{1-\lambda}{1+\lambda} \frac{dU_i}{dn} \Big|_{s-} - \frac{dU_i}{dn} \Big|_{s+} - \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_j a_{ij} U_j = 0$$

$(v=1, 2, \dots, n; i=1, 2, \dots, N); \quad (1,8)$

$$\frac{1-\lambda A_v}{1+\lambda A_v} \frac{dU_i}{dn} \Big|_{\sigma_v-} - \frac{dU_i}{dn} \Big|_{\sigma_v+} = 0$$

$(v=1, 2, \dots, n; i=1, 2, \dots, N) \quad (1,9)$

Таким образом, система однородных интегральных уравнений, соответствующая неоднородной системе (1,7), при произвольном параметре



ре  $\lambda$ , эквивалентна краевым задачам с краевыми условиями (1,8) и (1,9). Решив эту систему интегральных уравнений, мы найдем плотности таких потенциалов простых слоев, сумма которых удовлетворяет на поверхностях  $\sigma_v$  ( $v = 1, 2, \dots, n$ ) и на  $S$  соотношениям соответственно (1,8) и (1,9).

**Теорема.** Если

$$a_{11} < 0, \left| \begin{array}{cc} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{array} \right| \geq 0, \dots, (-1)^N \left| \begin{array}{cccc} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{array} \right| \geq 0, \quad (1,10)$$

или

$$a_{11} \geq 0, \left| \begin{array}{cc} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{array} \right| \geq 0, \dots, \left| \begin{array}{cccc} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{array} \right| \geq 0,$$

выполняются во всех точках поверхности  $S$ , то соответственно в интервале  $(0,1)$  или  $(-1,0)$  не имеется полюса резольвенты.

В самом деле, в силу соотношений (1,8) и (1,9) имеем:

$$\frac{1-\lambda}{1+\lambda} \int \int_{\sigma} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_{-} ds - \int \int_{\sigma} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_{+} ds - \frac{2\lambda}{1+\lambda} \int \int_{\sigma} \sum_{i,j}^{1,N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds = 0, \quad (1,11)$$

$$\frac{1-\lambda A_k}{1+\lambda A_k} \int \int_{\sigma_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_{-} ds - \int \int_{\sigma_k} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_{+} ds = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, N; \kappa = 1, 2, \dots, n). \quad (1,12)$$

умножая выражение (1,11) на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_n}{1+\lambda A_n}$ , первое выражение (1,12) на 1, второе выражение (1,12) на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2}$  и, наконец,  $\kappa$ -ое выражение (1,12) на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_k}{1+\lambda A_k}$ .

Складывая почленно все полученное, имеем:

$$\sum_p^{0,N} \frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_p}{1+\lambda A_p} \sum_i \int \int \int_{D_p} (\text{grad } U_i)^2 dv + \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_n}{1+\lambda A_n} \sum_i \int \int \int_{D^*} (\text{grad } U_i)^2 dv + \frac{2\lambda}{1+\lambda} \frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_n}{1+\lambda A_n} \int \int_{\sigma} \sum_{i,j}^{1,N,1,N} (-a_{ij}) U_i U_j ds = 0. \quad (1,13)$$

Отсюда следует, что  $U_i = \text{const}$  в  $D_0, D_1, \dots, D_n$  и  $D^*$ .

Следовательно,  $U_i \equiv 0$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) во всем пространстве, т. е. в соответствующих интервалах нет полюса резольвенты.

**Теорема.** Если

$$a_{11} < 0, \left| \begin{array}{cc} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{array} \right| > 0, \dots, (-1)^N \left| \begin{array}{cccc} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{array} \right| > 0 \quad (1,14)$$

выполняется во всех точках поверхности  $S$ , то  $\lambda = +1$  не является полюсом резольвенты.

В самом деле, при  $\lambda = +1$ , из равенства (1,13) получим

$$\sum_k \int \int \int_{D_0} (\text{grad } U_i)^2 dv + \sum_p \frac{1-A_1}{1+A_1} \dots \frac{1-A_p}{1+A_p} \sum_k \int \int \int_{D_p} (\text{grad } U_i)^2 dv + \frac{1-A_1}{1+A_1} \dots \frac{1-A_n}{1+A_n} \int \int_{\sigma} \sum_{i,j}^{1,N,1,N} (-a_{kj}) U_k U_j ds = 0. \quad (1,15)$$

Отсюда следует, что  $U_i \equiv \text{const}$  в  $D_0, D_1, \dots, D_k$ , т. е. в области  $\sum D_k + \sum \sigma_k$  и  $U_k/s = 0$ . Следовательно,  $U_k \equiv 0$  во всем пространстве, что и требовалось доказать.

**Теорема.** Если

$$a_{11} \geq 0, \left| \begin{array}{cc} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{array} \right| \geq 0, \dots, \left| \begin{array}{cccc} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{array} \right| \geq 0 \quad (1,16)$$

выполняется во всех точках пространства, то  $\lambda = -1$  не является полюсом резольвенты.

В самом деле, из выражения (1,13), при  $\lambda = -1$ , получим:

$$\frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_n}{1-A_n} \sum_k \int \int \int_{D^*} (\text{grad } U_i)^2 dv + \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_n}{1-A_n} \int \int_{\sigma} \sum_{i,j}^{1,N,1,N} a_{kj} U_k U_j ds = 0. \quad (1,17)$$

Следовательно,  $U_k = \text{const}$  в  $D^*$ , а так как  $U_k/s = 0$ , то  $U_k \equiv 0$  в  $D^*$ , тогда  $U_k/s = U_k/s = 0$ . Умножая первое выражение (1,4) на 1, второе на  $\frac{1+A_1}{1-A_1}$ , третье на  $\frac{1+A_1}{1-A_1} \frac{1+A_2}{1-A_2}$ ,  $n+1$ -ое на  $\frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_n}{1-A_n}$  и



складывая почленно, получим:

$$\sum_p^{0,n} \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_p}{1-A_p} \int_{D_p} \int \int (\text{grad } U_i)^2 dv =$$

$$= -\frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_n}{1-A_n} \int \int \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds \quad (A_0=0) \quad (1,18)$$

В силу указанного  $U_{i/s+}=0$ . Тогда выражение (1,18) примет вид

$$\sum_p^{0,n} \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_p}{1-A_p} \int \int \int (\text{grad } U_i)^2 dv = 0 \quad (1,19)$$

$$(A_0=0)$$

Отсюда следует, что  $U_i \equiv \text{const}$  в  $D_p$  ( $p=0,1, \dots, n$ ). Следовательно,  $U_i \equiv 0$  во всем пространстве, что и требовалось доказать.

2. Требуется определить функцию  $U$ , гармоническую в областях  $D_0, D_1, \dots, D_n$ , непрерывную в  $\sum_k^{0,n} D_k + \sum_k^{1,n} \sigma_k$  и удовлетворяющую краевым условиям\*:

$$K_{v-1} \left( \frac{dU}{dn} \right)_{\sigma_v+} = K_v \left( \frac{dU}{dn} \right)_{\sigma_v-} + f_v \quad (2,1)$$

$$U_{/s+} = f \quad (v=1,2, \dots, n) \quad (2,2)$$

(где  $f_v$  и  $f$  — заданные непрерывные функции на поверхностях  $\sigma_v$  и  $S$  ( $v=1,2, \dots, n$ ) соответственно).

1°. Легко доказать, (см. задачу 1), что если поставленная краевая задача имеет решение, то оно единственное.

Приведем решение задачи к системе интегральных уравнений. С этой целью искомую функцию представим в виде суммы потенциалов:

$$U = \sum_v^{1,n} \int \int_{\sigma_v} \mu_v \frac{1}{r_v} d\sigma_v + \int \int_s \frac{\cos \varphi}{r^2} ds$$

Тогда на основании (2,1) и (2,2), имеем:

$$\lambda \left[ \sum_v^{1,n} \int \int_{\sigma_v} \mu_v \frac{1}{r_v} d\sigma + \int \int_s \frac{\cos \varphi}{r^2} ds \right] + 2\pi\mu = 0, \quad (2,3)$$

$$\lambda A_v \left[ \sum_v^{1,n} \int \int_{\sigma_v} \mu_v \frac{\cos \psi_v}{r_v^2} d\sigma_v + \right.$$

$$\left. + \int \int_s \frac{\cos(\psi_s, n_s) - 3 \cos(r_s, n_s) \cos(r_s, \psi_s)}{r^3} ds \right] - 2\pi\mu_v = \varphi_v, \quad (2,4)$$

где

$$\frac{K_{v-1} - K_v}{K_{v-1} + K_v} = A_v, \quad \frac{f_v}{K_{v-1} + K_v} = \varphi_v, \quad \lambda = +1.$$

$$(v=1,2, \dots, n).$$

Здесь  $\psi_v$  — угол между внутренней нормалью в точке  $P_v^\circ$  и направлением  $P_v^\circ P_v$ ; где  $P_v^\circ$  и  $P_v$  точки поверхности  $\sigma_v$ , одна из которых —  $P_v$  — фиксирована, а другая описывает поверхность  $\sigma_v$  ( $v=1,2, \dots, n$ ). Повторяя прежние рассуждения, можем показать, что наша краевая задача имеет решение и притом единственное.

2°. Рассмотрим краевую задачу, эквивалентную системе однородных интегральных уравнений, соответствующей неоднородной системе (2,4) при произвольном параметре  $\lambda$ .

Также, как в задаче 1, пользуясь системой (2,4), имеем следующие краевые условия.

$$\left. \begin{aligned} U_{/s+} &= \frac{1-\lambda}{1+\lambda} U_{/s-}, \\ \frac{dU}{dn} \Big|_{s+} &= \frac{dU}{dn} \Big|_{s-}. \end{aligned} \right\} \quad (2,5)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{1-\lambda A_v}{1+\lambda A_v} \frac{dU}{dn} \Big|_{s-} &= \frac{dU}{dn} \Big|_{s+}, \\ U_{/s-} &= U_{/s+} \quad (v=1,2, \dots, n). \end{aligned} \right\} \quad (2,6)$$

Таким образом, система однородных интегральных уравнений, соответствующая неоднородной системе (2,4), при произвольном параметре  $\lambda$  эквивалентна краевым задачам с краевыми условиями (2,5) и (2,6).

**Теорема.** Если  $-1 < A_k < +1$  ( $k=1,2, \dots, n$ ), то в интервале  $(-1, +1)$  нет полюсов резольвенты.

В самом деле, из выражения (2,5) и (2,6) имеем:

$$\int \int_s \left( U \frac{dU}{dn} \right)_+ ds - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \int \int_s \left( U \frac{dU}{dn} \right)_- ds = 0, \quad (2,7)$$

$$\frac{1-\lambda A_v}{1+\lambda A_v} \int \int_{\sigma_v} \left( U \frac{dU}{dn} \right)_- d\sigma - \int \int_{\sigma_v} \left( U \frac{dU}{dn} \right)_+ d\sigma = 0, \quad (2,8)$$

( $v=1,2, \dots, n$ ).

Умножая (2,7) на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_n}{1+\lambda A_n}$ ,  $\kappa$ -ое выражение (2,8) на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_{\kappa-1}}{1+\lambda A_{\kappa-1}}$ , ( $\kappa=1,2, \dots, n$ ), где  $A_0=0$  и складывая почленно, получим:

$$\int \int \int_{D_0} (\text{grad } U)^2 dv + \sum_p^{1,n} \frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_p}{1+\lambda A_p} \int \int \int_{D_p} (\text{grad } U)^2 dv +$$

\* Все обозначения прежние.



$$+ \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_n}{1+\lambda A_n} \int \int \int_{D^*} (\text{grad } U)^2 dv = 0. \quad (2,9)$$

Если  $\lambda \in (-1, +1)$ , то при условии  $-1 < A_v < +1$ ,  
 $\frac{1-\lambda}{1+\lambda} > 0, \frac{1-\lambda A_v}{1+\lambda A_v} > 0, \quad v = 1, 2, \dots, n.$

Тогда из выражений (2,9) следует, что  $U \equiv \text{const}$  в  $\sum_k^{0,n} D_k$  и в  $D^*$ . Следовательно,  $U \equiv \text{const}$  в области  $\sum_k^{0,n} D_k + \sum_k^{1,n} \sigma_k$  а также  $U \equiv 0$  в области  $D^*$ .

Так как  $U|_{s-} = 0$  то, в силу условий (2,5),  $U|_{s+} = 0$ . Следовательно,  $U \equiv 0$  во всем пространстве, что и требовалось доказать.

**Теорема.** Если  $-1 < A_v < +1, v = 1, 2, \dots, n$ , то  $\lambda = +1$  не является полюсом резольвенты.

В самом деле, из выражения (2,9) при  $\lambda = +1$  имеем:

$$\int \int \int_{D^*} (\text{grad } U)^2 dv + \sum_v^{1,n} \frac{1-A_v}{1+A_v} \dots \frac{1-A_v}{1+A_v} \int \int \int_{D_v} (\text{grad } U)^2 dv = 0 \quad (2,10)$$

$(v = 1, 2, \dots, n).$

Следовательно,  $U \equiv \text{const}$  в  $D_0$  и  $D_v$  ( $v = 1, 2, \dots, n$ ).

Из выражений (2,5), при  $\lambda = +1$ , имеем  $U|_{s+} = 0$ , поэтому  $U \equiv 0$

в области  $\sum_k^{0,n} D_k + \sum_k^{1,n} \sigma_k$ . Тогда  $\frac{dU}{dn}|_{s+} = 0$ , и потому  $\frac{dU}{dn}|_{s-} = \frac{dU}{dn}|_{s+} = 0$ .

Применяя формулы Грина для области  $D^*$

$$\int \int \int_{D^*} (\text{grad } U)^2 dv = \int \int \left( U \frac{dU}{dn} \right)_- ds,$$

получим

$$\int \int \int_{D^*} (\text{grad } U)^2 dv = 0.$$

Следовательно,  $U \equiv 0$  в области  $D^*$ , т. е.  $U \equiv 0$  во всем пространстве, что и требовалось доказать.

**Теорема.**  $\lambda = -1$  не является полюсом резольвенты. В самом деле, повторяя рассуждение задачи 1, можем получить,

$$\sum_p^{0,n} \frac{1+A_p}{1-A_p} \dots \frac{1+A_p}{1-A_p} \int \int \int_{D_p} (\text{grad } U)^2 dv = - \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_n}{1-A_n} \int \int \left( U \frac{dU}{dn} \right)_+ ds. \quad (2,11)$$

Условия (2,5) можно написать в виде

$$\frac{1+\lambda}{1-\lambda} U \Big|_{s+} = U \Big|_{s-}. \quad (2,12)$$

Из этого выражения следует, что  $U|_{s-} = 0$  при  $\lambda = -1$ . Тогда, на основании формулы Грина, можем сказать, что  $U \equiv 0$  в области  $D^*$ . Отсюда следует, что  $\frac{dU}{dn}|_{s-} = 0$ , и потому  $\frac{dU}{dn}|_{s+} = \frac{dU}{dn}|_{s-} = 0$ .

Вследствие этого выражение (2,1) примет вид:

$$\sum_p^{0,n} \frac{1+A_p}{1-A_p} \dots \frac{1+A_p}{1-A_p} \int \int \int_{D_p} (\text{grad } U)^2 dv = 0.$$

Следовательно,  $U \equiv \text{const}$  в областях  $D_p$  ( $p = 0, 1, 2, \dots, n$ ). В силу непрерывности  $U \equiv \text{const}$  всюду внутри поверхности  $S$ . Чтобы получить решение задачи, удовлетворяющее всем требованиям, достаточно предположить

$$U = \int \int \frac{\cos \varphi}{r^2} ds.$$

Очевидно, что в этом случае  $\mu_v = 0$  ( $v = 1, 2, \dots, n$ ),  $\rho = 1$ . Следовательно, однородная система имеет решение, отличное от нуля и, значит,  $\lambda = -1$  есть полюс резольвенты.

3. Пусть  $D_1, D_2, \dots, D_{k+1}$  являются многосвязными областями. Область  $D_1$  ограничена взаимно непересекающимися поверхностями Ляпунова  $\sigma_1, S_1, \dots, S_{n_1}$  из которых  $S_1, S_2, \dots, S_{n_1}$  содержатся внутри  $\sigma_1$ . Область  $D_2$  ограничена взаимно непересекающимися поверхностями Ляпунова  $\sigma_2, S_{n_1+1}, S_{n_1+2}, \dots, S_{n_2}$ , из которых  $S_{n_1+1}, S_{n_1+2}, \dots, S_{n_2}$  содержатся внутри  $\sigma_2$  и вне  $\sigma_1$ , и т. д. Область  $D_k$  ограничена взаимно непересекающимися поверхностями Ляпунова  $\sigma_{k-1}, \sigma_k, S_{n_{k-1}+1}, \dots, S_{n_{k-1}+2}, \dots, S_{n_k}$ , из которых  $S_{n_{k-1}+1}, \dots, S_{n_k}$  содержатся внутри  $\sigma_k$  и вне  $\sigma_{k-1}$ , и, наконец, область  $D_{k+1}$  ограничена взаимно непересекающимися поверхностями Ляпунова  $\sigma_s, S, S_{n_k+1}, \dots, S_{n_{k+1}}$ , из которых  $S_{n_k+1}, \dots, S_{n_{k+1}}$  содержатся внутри  $S$  и вне  $\sigma_k$ . Области, ограниченные поверхностями  $S_v$ , обозначим через  $d_v$  ( $v = 1, 2, \dots, n_{k+1}$ ), а внешность  $S$  через  $D^*$ .

Требуется определить совокупность функций  $U_i$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ ), гармонических в области  $\sum_1^{1, k+1} D_i$ , непрерывных в  $\sum_1^{1, k+1} D_i + \sum_1^{1, k} \sigma_i + \sum_1^{1, n_{k+1}} S_i + S$ , удовлетворяющих краевым условиям

$$\frac{dU_i}{dn} + \sum_1^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_j = f_i^{(v)} \text{ на } S_v, \quad (3,1)$$

$$\frac{dU_i}{dn} + \sum_1^{1, N} a_{ij} U_j = f_i \text{ на } S, \quad (3,2)$$



$$K_p \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_+ = K_{p+1} \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_- + \varphi_p^{(i)} \text{ на } \sigma_p, \quad (3,3)$$

( $v = 1, 2, \dots, n_{k+1}$ ;  $i = 1, 2, \dots, N$ ;  $p = 1, 2, \dots, k$ );

где  $K_p$  — положительные постоянные числа,  $\left( \frac{dU_i}{dn} \right)_+$ ,  $\left( \frac{dU_i}{dn} \right)_-$  соответ-

ственно внутренние и внешние нормальные производные;  $a_{ij}^{(v)}$ ,  $a_{ij}$ ,  $f_i^{(v)}$ ,  $f_i$  и  $\varphi_p^{(i)}$  — заданные на соответствующих поверхностях непрерывные функции.

1°. Докажем, что если при выполнении условий:

$$a_{11} > 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} > 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} > 0, \quad (3,4)$$

( $v = 1, 2, \dots, n_{k+1}$ ),

$$a_{11} < 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} > 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} > 0$$

для всех точек поверхностей поставленная задача имеет решение, то оно единственное.

В самом деле, предположим, что существуют два различных решения:  $\{U_1, U_2, \dots, U_N\}$  и  $\{U_1', U_2', \dots, U_N'\}$ ; тогда их разность  $U_i = U_i' - U_i''$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ ) будет также решением той же задачи с граничными условиями:

$$\frac{dU_i}{dn} + \sum_{j=1}^{1,N} a_{ij}^{(v)} U_j = 0 \quad \text{на } S_v, \quad (3,1^*)$$

$$\frac{dU_i}{dn} + \sum_{j=1}^{1,N} a_{ij} U_j = 0 \quad \text{на } S, \quad (3,2^*)$$

$$K_p \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_+ = K_{p+1} \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_- \quad \text{на } \sigma \quad (3,3^*)$$

( $p = 1, 2, \dots, k$ ;  $i = 1, 2, \dots, N$ ;  $v = 1, 2, \dots, n_{k+1}$ ).

Покажем, что  $U_i \equiv 0$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ ). Согласно формуле Грина, в областях  $D_1, D_2, \dots, D_{k+1}$  будем иметь:

$$\iiint_{D_1} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v \iint_{\sigma_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \iint_{\sigma_1} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds,$$

$$\iiint_{D_2} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v \iint_{\sigma_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds +$$

\* В одном из них можно оставить и знак равенства.

$$+ \iint_{\sigma_1} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \iint_{\sigma_2} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds, \dots \dots \dots (3,4)$$

$$\iiint_{D_k} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v \iint_{\sigma_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds +$$

$$+ \iint_{\sigma_{k-1}} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \iint_{\sigma_k} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds,$$

$$\iiint_{D_{k+1}} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v \iint_{\sigma_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds + \iint_{\sigma_k} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \iint_{\sigma} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds.$$

Производные берутся по внутренней нормали относительно области  $D_i$  ( $i = 1, 2, \dots, k+1$ ).

Умножая первое выражение (3,4) на  $K_1$ , второе на  $K_2$ , наконец  $k+1$ -ое на  $K_{k+1}$ , складывая почленно и принимая во внимание (3,3\*), получим:

$$\sum_p K_p \iiint_{D_p} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_p K_p \sum_v \iint_{\sigma_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - K_{k+1} \iint_{\sigma} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds, \quad (i = 1, 2, \dots, N; n_0 = 0) \quad (3,5)$$

В силу условий (3,1\*) и (3,2\*), имеем:

$$\sum_{i=1}^{1,N} \sum_{p=1}^{1,k+1} K_p \iiint_{D_p} (\text{grad } U_i)^2 dv + \sum_p K_p \sum_v \iint_{\sigma_v} \left[ \sum_{i=1}^{1,N} \sum_{j=1}^{1,N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j \right] ds + K_{k+1} \iint_{\sigma} \left[ \sum_{i=1}^{1,N} \sum_{j=1}^{1,N} (-a_{ij}) U_i U_j \right] ds = 0 \quad (3,6)$$

Отсюда, в силу условия (3,4),  $U_i \equiv \text{const}$  в  $D_v$  ( $v = 1, 2, \dots, k+1$ ;

$i = 1, 2, \dots, N$ ), поэтому  $U_i \equiv \text{const}$  в области  $\sum_{i=1}^{1,k+1} D_i + \sum_{i=1}^{1,k} \sigma_i$ , а так

же  $U_i = 0$  на  $S_v$  ( $v = 1, 2, \dots, n_{k+1}$ ) и на  $S$ . Следовательно,  $U_i \equiv 0$

в  $\sum_{i=1}^{1,k+1} D_i + \sum_{i=1}^{1,k} \sigma_i$ , что и требовалось доказать.



2°. Приведем решение задачи к системе интегральных уравнений. Для этого искомые функции представим в виде суммы потенциалов:

$$U_1 = \int_S \int \mu_s^{(i)} \frac{1}{r_s} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(i)} \frac{1}{r_{s_v}} ds + \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(i)} \frac{1}{r_{\sigma_p}} d\sigma \quad (3,7)$$

( $i=1, 2, \dots, N$ ).

Здесь  $r_s$ —расстояние между точками  $M$  и  $P_s$ , где  $M$ —некоторая точка с координатами  $(x, y, z)$ ,  $P_s$ —точка интегрирования поверхности  $S$ .  $r_{s_v}$ —расстояние между двумя точками  $M$  и  $P_{s_v}$ , где  $P_{s_v}$  точка интегрирования поверхности  $S_v$ , ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ );  $r_{\sigma_p}$ —расстояние между двумя точками  $M$  и  $P_{\sigma_p}$ , где  $P_{\sigma_p}$ —точка интегрирования поверхности  $\sigma_p$  ( $p=1, 2, \dots, k$ );  $\mu_s^{(i)}$ ,  $\mu_{s_v}^{(i)}$  и  $\mu_{\sigma_p}^{(i)}$ —искомые плотности, распределенные на соответствующих поверхностях. Тогда на основании (3,1), (3,2), (3,3) имеем:

$$\lambda \int_S \int \mu_s^{(i)} \frac{\cos \psi_s}{r_s^2} ds + \lambda \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(i)} \frac{\cos \psi_{s_v}}{r_{s_v}^2} ds + \lambda \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(i)} \frac{\cos \psi_{\sigma_p}}{r_{\sigma_p}^2} d\sigma +$$

$$+ 2\pi \mu_{s_v}^{(i)} + \lambda \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} \left[ \int_S \int \mu_s^{(j)} \frac{1}{r_s} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(j)} \frac{1}{r_{s_v}} ds + \right.$$

$$\left. + \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(j)} \frac{1}{r_{\sigma_p}} d\sigma \right] = f_i^{(v)} \quad \text{на } S_v \quad (3,8)$$

$$\lambda \int_S \int \mu_s^{(i)} \frac{\cos \psi_s}{r_s^2} ds + \lambda \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(i)} \frac{\cos \psi_{s_v}}{r_{s_v}^2} ds + \lambda \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(i)} \frac{\cos \psi_{\sigma_p}}{r_{\sigma_p}^2} d\sigma -$$

$$- 2\pi \mu_s^{(i)} + \lambda \sum_j^{1, N} a_{ij} \left[ \int_S \int \mu_s^{(j)} \frac{1}{r_s} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(j)} \frac{1}{r_{s_v}} ds + \right.$$

$$\left. + \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(j)} \frac{1}{r_{\sigma_p}} d\sigma \right] = f_i \quad \text{на } S,$$

$$A_p \lambda \left[ \int_S \int \mu_s^{(i)} \frac{\cos \psi_s}{r_s^2} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(i)} \frac{\cos \psi_{s_v}}{r_{s_v}^2} ds + \right.$$

$$\left. + \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(i)} \frac{\cos \psi_{\sigma_p}}{r_{\sigma_p}^2} d\sigma \right] + 2\pi \mu_{\sigma_p}^{(i)} = \Phi_p^{(i)} \quad \text{на } \sigma_p,$$

где

$$A_p = \frac{K_p - K_{p+1}}{K_p + K_{p+1}}, \quad \Phi_p^{(i)} = \frac{\varphi_p^{(i)}}{K_p + K_{p+1}}, \quad \lambda = 1,$$

$$(i=1, 2, \dots, N; v=1, 2, \dots, n_{k+1}, p=1, 2, \dots, k).$$

Здесь  $\psi_s$ —угол между внутренней нормалью в точке  $P_s^0$  и направлением  $P_s^0 P_s$ , где  $P_s^0$  и  $P_s$ —две точки поверхности  $S$ , одна из которых— $P_s^0$ —неподвижна, а другая  $P_s$  описывает поверхность  $S$ ;  $\psi_{s_v}$ —угол между внутренней нормалью в точке  $P_{s_v}^0$  и направлением  $P_{s_v}^0 P_s$ , где  $P_{s_v}^0$  и  $P_s$ —точки поверхности  $S_v$ , одна из которых— $P_{s_v}^0$  неподвижна, а другая описывает поверхность  $\psi_{\sigma_p}$ —угол между внутренней нормалью в точке  $P_{\sigma_p}^0$  и направлением  $P_{\sigma_p}^0 P_{\sigma_p}$ , где  $P_{\sigma_p}^0$  и  $P_{\sigma_p}$  точки поверхности  $\sigma_p$ , одна из которых— $P_{\sigma_p}^0$  неподвижна, а другая описывает поверхность  $\sigma_p$ . Когда две точки  $P_s^0$  и  $P_s$  (или  $P_{s_v}^0$  и  $P_{\sigma_p}$  или  $P_{\sigma_p}^0$  и  $P_{\sigma_p}$ ) совпадают, то соответствующее ядро стремится к бесконечности как  $\frac{1}{r}$ , но нетрудно видеть, что достаточно двух итераций, чтобы получить из него ограниченное ядро [2]. Следовательно, система (3,8)—квази-регулярная и к ней можно применить теорию Фредгольма. В следующем параграфе будет доказано, что соответствующая однородная система интегральных уравнений не имеет никаких других решений, кроме тривиального. Следовательно, неоднородная система имеет единственное решение [2].

Таким образом, для нашей задачи решение существует и, причем, единственное.

3°. Рассмотрим краевую задачу, эквивалентную системе однородных интегральных уравнений, соответствующей неоднородной системе (3,8) при произвольном параметре  $\lambda$ .

Из формул предельных значений нормальных производных потенциала простого слоя и из системы однородных интегральных уравнений, при произвольном параметре  $\lambda$ , имеем следующие краевые условия: на поверхности  $S_v$  ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ )

$$\left. \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_- - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_+ + \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_j = 0, \right\} \quad (3,9)$$

$$(U_1)_+ = (U_1)_-,$$

на поверхности  $\sigma_p$  ( $p=1, 2, \dots, k$ )

$$\left. \frac{1-\lambda A_p}{1+\lambda A_p} \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_- - \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_+ = 0, \right\} \quad (3,10)$$

$$(U_1)_+ = (U_1)_-,$$

на поверхности  $S$

$$\left. \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_- - \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_+ - \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_j^{1, N} a_{ij} U_j = 0, \right\} \quad (3,11)$$

$$(U_1)_+ = (U_1)_-.$$

Таким образом, система однородных интегральных уравнений, соответствующая неоднородной системе (3,8), при произвольном параметре  $\lambda$ , эквивалентна краевым задачам с краевыми условиями (3,9), (3,10) и (3,11). Решив эту систему интегральных уравнений, мы найдем плотности таких потенциалов простых слоев, сумма которых удовлетворяет на поверхностях  $S_v$  ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ ),  $\sigma_p$  ( $p=1, 2, \dots, k$ ) и на  $S$  соотношениям (3,9), (3,10) и (3,11) соответственно.



2°. Приведем решение задачи к системе интегральных уравнений. Для этого искомые функции представим в виде суммы потенциалов:

$$U_1 = \int_S \int \mu_s^{(i)} \frac{1}{r_s} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(i)} \frac{1}{r_{s_v}} ds + \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(i)} \frac{1}{r_{\sigma_p}} d\sigma \quad (3,7)$$

( $i=1, 2, \dots, N$ ).

Здесь  $r_s$ —расстояние между точками  $M$  и  $P_s$ , где  $M$ —некоторая точка с координатами  $(x, y, z)$ ,  $P_s$ —точка интегрирования поверхности  $S$ .  $r_{s_v}$ —расстояние между двумя точками  $M$  и  $P_{s_v}$ , где  $P_{s_v}$  точка интегрирования поверхности  $S_v$ , ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ );  $r_{\sigma_p}$ —расстояние между двумя точками  $M$  и  $P_{\sigma_p}$ , где  $P_{\sigma_p}$ —точка интегрирования поверхности  $\sigma_p$  ( $p=1, 2, \dots, k$ );  $\mu_s^{(i)}$ ,  $\mu_{s_v}^{(i)}$  и  $\mu_{\sigma_p}^{(i)}$ —искомые плотности, распределенные на соответствующих поверхностях. Тогда на основании (3,1), (3,2), (3,3) имеем:

$$\lambda \int_S \int \mu_s^{(i)} \frac{\cos \psi_s}{r_s^2} ds + \lambda \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(i)} \frac{\cos \psi_{s_v}}{r_{s_v}^2} ds + \lambda \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(i)} \frac{\cos \psi_{\sigma_p}}{r_{\sigma_p}^2} d\sigma +$$

$$+ 2\pi \mu_{s_v}^{(i)} + \lambda \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} \left[ \int_S \int \mu_s^{(j)} \frac{1}{r_s} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(j)} \frac{1}{r_{s_v}} ds + \right.$$

$$\left. + \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(j)} \frac{1}{r_{\sigma_p}} d\sigma \right] = f_i^{(v)} \quad \text{на } S_v \quad (3,8)$$

$$\lambda \int_S \int \mu_s^{(i)} \frac{\cos \psi_s}{r_s^2} ds + \lambda \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(i)} \frac{\cos \psi_{s_v}}{r_{s_v}^2} ds + \lambda \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(i)} \frac{\cos \psi_{\sigma_p}}{r_{\sigma_p}^2} d\sigma -$$

$$- 2\pi \mu_s^{(i)} + \lambda \sum_j^{1, N} a_{ij} \left[ \int_S \int \mu_s^{(j)} \frac{1}{r_s} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(j)} \frac{1}{r_{s_v}} ds + \right.$$

$$\left. + \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(j)} \frac{1}{r_{\sigma_p}} d\sigma \right] = f_i \quad \text{на } S,$$

$$A_p \lambda \left[ \int_S \int \mu_s^{(i)} \frac{\cos \psi_s}{r_s^2} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \int_{S_v} \int \mu_{s_v}^{(i)} \frac{\cos \psi_{s_v}}{r_{s_v}^2} ds + \right.$$

$$\left. + \sum_p^{1, k} \int_{\sigma_p} \int \mu_{\sigma_p}^{(i)} \frac{\cos \psi_{\sigma_p}}{r_{\sigma_p}^2} d\sigma \right] + 2\pi \mu_{\sigma_p}^{(i)} = \Phi_p^{(i)} \quad \text{на } \sigma_p,$$

где

$$A_p = \frac{K_p - K_{p+1}}{K_p + K_{p+1}}, \quad \Phi_p^{(i)} = \frac{\varphi_p^{(i)}}{K_p + K_{p+1}}, \quad \lambda = 1,$$

$$(i=1, 2, \dots, N; v=1, 2, \dots, n_{k+1}, p=1, 2, \dots, k).$$

Здесь  $\psi_s$ —угол между внутренней нормалью в точке  $P_s^0$  и направлением  $P_s^0 P_s$ , где  $P_s^0$  и  $P_s$ —две точки поверхности  $S$ , одна из которых— $P_s^0$ —неподвижна, а другая  $P_s$  описывает поверхность  $S$ ;  $\psi_{s_v}$ —угол между внутренней нормалью в точке  $P_{s_v}^0$  и направлением  $P_{s_v}^0 P_{s_v}$ , где  $P_{s_v}^0$  и  $P_{s_v}$ —точки поверхности  $S_v$ , одна из которых— $P_{s_v}^0$  неподвижна, а другая описывает поверхность  $S_v$ ;  $\psi_{\sigma_p}$ —угол между внутренней нормалью в точке  $P_{\sigma_p}^0$  и направлением  $P_{\sigma_p}^0 P_{\sigma_p}$ , где  $P_{\sigma_p}^0$  и  $P_{\sigma_p}$  точки поверхности  $\sigma_p$ , одна из которых— $P_{\sigma_p}^0$  неподвижна, а другая описывает поверхность  $\sigma_p$ . Когда две точки  $P_s^0$  и  $P_s$  (или  $P_{s_v}^0$  и  $P_{s_v}$  или  $P_{\sigma_p}^0$  и  $P_{\sigma_p}$ ) совпадают, то соответствующее ядро стремится к бесконечности как  $\frac{1}{r}$ , но нетрудно видеть, что достаточно двух итераций, чтобы получить из него ограниченное ядро [2]. Следовательно, система (3,8)—квази-регулярная и к ней можно применить теорию Фредгольма. В следующем параграфе будет доказано, что соответствующая однородная система интегральных уравнений не имеет никаких других решений, кроме тривиального. Следовательно, неоднородная система имеет единственное решение [2].

Таким образом, для нашей задачи решение существует и, причем, единственное.

3°. Рассмотрим краевую задачу, эквивалентную системе однородных интегральных уравнений, соответствующей неоднородной системе (3,8) при произвольном параметре  $\lambda$ .

Из формул предельных значений нормальных производных потенциала простого слоя и из системы однородных интегральных уравнений, при произвольном параметре  $\lambda$ , имеем следующие краевые условия: на поверхности  $S_v$  ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ )

$$\left. \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_- - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_+ + \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_j = 0, \right\} \quad (3,9)$$

$$(U_1)_+ = (U_1)_-,$$

на поверхности  $\sigma_p$  ( $p=1, 2, \dots, k$ )

$$\left. \frac{1-\lambda}{1+\lambda} A_p \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_- - \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_+ = 0, \right\} \quad (3,10)$$

$$(U_1)_+ = (U_1)_-,$$

на поверхности  $S$

$$\left. \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_- - \left( \frac{dU_1}{dn} \right)_+ - \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_j^{1, N} a_{ij} U_j = 0, \right\} \quad (3,11)$$

$$(U_1)_+ = (U_1)_-.$$

Таким образом, система однородных интегральных уравнений, соответствующая неоднородной системе (3,8), при произвольном параметре  $\lambda$ , эквивалентна краевым задачам с краевыми условиями (3,9), (3,10) и (3,11). Решив эту систему интегральных уравнений, мы найдем плотности таких потенциалов простых слоев, сумма которых удовлетворяет на поверхностях  $S_v$  ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ ),  $\sigma_p$  ( $p=1, 2, \dots, k$ ) и на  $S$  соотношениям (3,9), (3,10) и (3,11) соответственно.



Теорема. Если

$$1) a_{11} \geq 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} \geq 0$$

$$(v = 1, 2, \dots, n_{k+1}), \quad (3,12)$$

$$2) a_{11} \leq 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} \geq 0,$$

то в интервале (0,1),  
если

$$1) a_{11}^{(v)} \leq 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} \geq 0,$$

$$(v = 1, 2, \dots, n_{k+1}), \quad (3,12^*)$$

$$2) a_{11} \geq 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} \geq 0,$$

то в интервале (-1,0) нет полюса резольвенты.  
В самом деле, в силу соотношений (3,9), (3,10) и (3,11) имеем:

$$\sum_v \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- ds - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \sum_v \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ ds +$$

$$+ \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_v \iint_{S_v} \sum_j^{1,N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds = 0$$

$$\sum_v^{n_1+1, n_2} \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- ds - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_1+1, n_2} \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ ds +$$

$$+ \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_1+1, n_2} \iint_{S_v} \sum_j^{1,N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds = 0$$

$$\dots$$

$$\sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- ds - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ ds +$$

$$+ \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint_{S_v} \sum_j^{1,N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds = 0, \quad (3,13)$$

$$\frac{1-\lambda}{1+\lambda} \iint_S (U_i \frac{dU_i}{dn})_- ds - \iint_S (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ ds -$$

$$- \frac{2\lambda}{1+\lambda} \iint_S \sum_j^{1,N} a_{ij} U_i U_j ds = 0, \quad (3,14)$$

$$\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \iint_{\sigma_1} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- d\sigma - \iint_{\sigma_1} (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ d\sigma = 0,$$

$$\frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2} \iint_{\sigma_2} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- d\sigma - \iint_{\sigma_2} (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ d\sigma = 0,$$

$$\dots$$

$$\frac{1-\lambda A_k}{1+\lambda A_k} \iint_{\sigma_k} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- d\sigma - \iint_{\sigma_k} (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ d\sigma = 0. \quad (3,15)$$

Умножим первое равенство (3,13) на 1, второе на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1}$ , третье на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2}$  и т. д.  $k+1$ -ое — на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_k}{1+\lambda A_k}$ ; умножим равенства (3,14) на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2} \dots \frac{1-\lambda A_k}{1+\lambda A_k}$ , умножим также первое равенство (3,15) на 1, второе на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1}$ , третье на

$\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2}$  и, наконец,  $k$ -ое равенство на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2} \dots \frac{1-\lambda A_{k-1}}{1+\lambda A_{k-1}}$ ; складывая почленно все равенства (3,13), (3,14) и (3,15) и принимая во внимание формулы Грина:

$$\iint_{D_1} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- ds - \iint_{\sigma_1} (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ d\sigma,$$

$$\iint_{D_2} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- ds -$$

$$- \iint_{\sigma_2} (U_i \frac{dU_i}{dn})_+ d\sigma + \iint_{\sigma_1} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- d\sigma,$$

$$\dots$$

$$\dots \quad (3,16)$$

$$\iint_{D_k} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v \iint_{S_v} (U_i \frac{dU_i}{dn})_- ds -$$



Теорема. Если

$$1) a_{11} \geq 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} \geq 0$$

$$(v = 1, 2, \dots, n_{k+1}), \quad (3,12)$$

$$2) a_{11} \leq 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} \geq 0,$$

то в интервале (0,1),  
если

$$1) a_{11}^{(v)} \leq 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} \geq 0,$$

$$(v = 1, 2, \dots, n_{k+1}), \quad (3,12^*)$$

$$2) a_{11} \geq 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} \geq 0,$$

то в интервале (-1,0) нет полюса резольвенты.  
В самом деле, в силу соотношений (3,9), (3,10) и (3,11) имеем:

$$\sum_v^{1, n_1} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{1, n_1} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds +$$

$$+ \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{1, n_1} \iint \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds = 0$$

$$\sum_v^{n_1+1, n_2} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_1+1, n_2} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds +$$

$$+ \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_1+1, n_2} \iint \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds = 0$$

$$\dots$$

$$\sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds +$$

$$+ \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds = 0, \quad (3,13)$$

$$\frac{1-\lambda}{1+\lambda} \iint_S \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \iint_S \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds -$$

$$- \frac{2\lambda}{1+\lambda} \iint_S \sum_j^{1, N} a_{ij} U_i U_j ds = 0, \quad (3,14)$$

$$\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \iint_{\sigma_1} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- d\sigma - \iint_{\sigma_1} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma = 0,$$

$$\frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2} \iint_{\sigma_2} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- d\sigma - \iint_{\sigma_2} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma = 0,$$

$$\dots$$

$$\frac{1-\lambda A_k}{1+\lambda A_k} \iint_{\sigma_k} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- d\sigma - \iint_{\sigma_k} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma = 0. \quad (3,15)$$

Умножим первое равенство (3,13) на 1, второе на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1}$ , третье на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2}$  и т. д.  $k+1$ -ое — на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \dots \cdot \frac{1-\lambda A_k}{1+\lambda A_k}$ ; умножим равенства (3,14) на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2} \cdot \dots \cdot \frac{1-\lambda A_k}{1+\lambda A_k}$ , умножим также первое равенство (3,15) на 1, второе на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1}$ , третье на

$\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2}$  и, наконец,  $k$ -ое равенство на  $\frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \cdot \frac{1-\lambda A_2}{1+\lambda A_2} \cdot \dots \cdot \frac{1-\lambda A_{k-1}}{1+\lambda A_{k-1}}$ ; складывая почленно все равенства (3,13), (3,14) и (3,15) и принимая во внимание формулы Грина:

$$\iint_{D_1} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v^{1, n_1} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \iint_{\sigma_1} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma,$$

$$\iint_{D_2} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v^{n_1+1, n_2} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds -$$

$$- \iint_{\sigma_2} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma + \iint_{\sigma_1} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- d\sigma,$$

$$\dots$$

$$\dots \quad (3,16)$$

$$\iint_{D_k} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v^{n_{k-1}+1, n_k} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds -$$



$$\begin{aligned}
& - \iint_{\sigma_k} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds + \iint_{\sigma_{k-1}} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds, \\
& \iint_{D_{k+1}} (\text{grad } U_i)^2 dv = \sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \\
& - \iint_S \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds + \iint_{\sigma_k} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds, \\
& \iint_{D^*} (\text{grad } U_i)^2 dv = \iint_S \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds. \quad (3,17)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\sum_v^{1, n_1} \iint_{dv} (\text{grad } U_i)^2 dv &= - \sum_v^{1, n_1} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds, \\
\sum_v^{n_1+1, n_2} \iint_{dv} (\text{grad } U_i)^2 dv &= - \sum_v^{n_1+1, n_2} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds,
\end{aligned}$$

$$\sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint_{dv} (\text{grad } U_i)^2 dv = - \sum_v^{n_k+1, n_{k+1}} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds, \quad (3,18)$$

получим:

$$\begin{aligned}
& \sum_p^{0, k} \frac{1-\lambda A_1}{1+\lambda A_1} \dots \frac{1-\lambda A_p}{1+\lambda A_p} \sum_1^{1, N} \iint_{D_{p+1}} (\text{grad } U_i)^2 dv + \\
& + \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \cdot \frac{1-A_1 \lambda}{1+A_1 \lambda} \dots \frac{1-A_k \lambda}{1+A_k \lambda} \sum_1^{1, N} \iint_{D^*} (\text{grad } U_i)^2 dv + \\
& + \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \sum_1^{1, N} \sum_p^{0, k} \frac{1-A_1 \lambda}{1+A_1 \lambda} \dots \frac{1-A_p \lambda}{1+A_p \lambda} \sum_v^{n_p+1, n_{p+1}} \iint_{dv} (\text{grad } U_i)^2 dv + \\
& + \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_p^{0, k} \frac{1-A_1 \lambda}{1+A_1 \lambda} \dots \frac{1-A_p \lambda}{1+A_p \lambda} \sum_v^{n_p+1, n_{p+1}} \iint_{S_v} \sum_1^{1, N} \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds - \\
& + \frac{2\lambda}{1+\lambda} \cdot \frac{1-A_1 \lambda}{1+A_1 \lambda} \dots \frac{1-A_k \lambda}{1+A_k \lambda} \iint_S \sum_1^{1, N} \sum_j^{1, N} a_{ij} U_i U_j ds = 0 \quad (3,19)
\end{aligned}$$

Если выполняется одно из условий (3,12) или (3,12\*), то на основании (3,19) можно утверждать, что, соответственно, при значении  $\lambda \in (0, 1)$  или  $\lambda \in (-1, 0)$  функции  $U_i \equiv \text{const}$  в областях  $D_v$  ( $v=1, 2, \dots, k+1$ ),  $D^*$ ,  $d_v$  ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ ), а также  $U_i=0$  на поверхности  $S$ .

Следовательно,  $U_i \equiv 0$  во всем пространстве, что и требовалось доказать.

**Теорема.** Если

$$1) a_{11}^{(v)} > 0, \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & a_{12}^{(v)} \\ a_{21}^{(v)} & a_{22}^{(v)} \end{vmatrix} > 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & \dots & a_{1N}^{(v)} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1}^{(v)} & \dots & a_{NN}^{(v)} \end{vmatrix} > 0 \quad (3,20)$$

$$(v=1, 2, \dots, n_{k+1})$$

$$2) a_{11} < 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} > 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} > 0,$$

то  $\lambda = +1$  не является полюсом резольвенты. (В одном из выражений [1] или 2)] можно ставить и знак равенства). В самом деле, из выражений (3,19), при  $\lambda = +1$  получим:

$$\begin{aligned}
& \sum_p^{0, k} \frac{1-A_1}{1-A_1} \dots \frac{1-A_p}{1+A_p} \sum_1^{1, N} \iint_{D_{p+1}} (\text{grad } U_i)^2 dv + \\
& + \sum_p^{0, k} \frac{1-A_1}{1+A_1} \dots \frac{1-A_p}{1+A_p} \sum_v^{n_p+1, n_{p+1}} \iint_{S_v} \sum_1^{1, N} \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_i U_j ds - \\
& - \frac{1-A_1}{1+A_1} \dots \frac{1-A_k}{1+A_k} \iint_S \sum_1^{1, N} \sum_j^{1, N} a_{ij} U_i U_j ds \quad (A_0 = 0). \quad (3,21)
\end{aligned}$$

Следовательно, функции  $U_i$  постоянны в области  $\sum_1^{1, k+1} D_i$  и в то же время  $U_i=0$  на поверхностях  $S_v$  ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ ) и на  $S$ . Стало быть, в силу непрерывности функции  $U_i$  ( $i=1, 2, \dots, N$ ),  $U_i \equiv 0$  во всем пространстве, что и требовалось доказать.

**Теорема.** Если

$$1) a_{11}^{(v)} < 0, \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & a_{12}^{(v)} \\ a_{21}^{(v)} & a_{22}^{(v)} \end{vmatrix} < 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & \dots & a_{1N}^{(v)} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1}^{(v)} & \dots & a_{NN}^{(v)} \end{vmatrix} > 0 \quad (3,22)$$

$$(v=1, 2, \dots, n_{k+1}),$$

$$2) a_{11} > 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} > 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} > 0,$$

то  $\lambda = -1$  не является полюсом резольвенты. В самом деле, из выражений (3,19) при  $\lambda = -1$ , имеем:

$$\frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_k}{1-A_k} \sum_1^{1, N} \iint_{D^*} (\text{grad } U_i)^2 dv +$$



$$\begin{aligned}
& + \sum_p^{0,k} \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_p}{1-A_p} \sum_1^{1,N} \sum_v^{n_p+1, n_{p+1}} \iiint_{D_v} (\text{grad } U_i)^2 dv + \\
& + \sum_p^{0,k} \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_p}{1-A_p} \sum_v^{n_p+1, n_{p+1}} \iint_{S_v} \sum_1^{1,N} \sum_j^{1,N} (-a_{ij}^{(v)}) U_i U_j ds + \\
& + \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_k}{1-A_k} \iint_S \sum_1^{1,N} \sum_j^{1,N} a_{ij} U_i U_j ds. \quad (3,23)
\end{aligned}$$

Следовательно,  $U_i \equiv \text{const}$  в областях  $D^*$ ,  $d_v$  ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ ), а также  $U_i=0$  на поверхностях  $S_v$  ( $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ ). Умножим первое выражение (3,16) на 1, второе на  $\frac{1+A_1}{1-A_1}$ , третье на  $\frac{1+A_1}{1-A_1} \cdot \frac{1+A_2}{1-A_2}$ ,  $k+1$ -ое на  $\frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_k}{1-A_k}$ . Складывая почленно, получим:

$$\begin{aligned}
& \sum_p^{1, k+1} \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_{p-1}}{1-A_{p-1}} \iiint_{D_p} (\text{grad } U_i)^2 dv = \\
& = \sum_p^{1, k+1} \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_{p-1}}{1-A_{p-1}} \sum_v^{n_{p-1}+1, n_p} \iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \\
& - \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_k}{1-A_k} \iint_S \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds, \quad (A_0=0; n_0=0). \quad (3,24)
\end{aligned}$$

Из выражений (3,23) получили, что

$$U_i \Big|_{S_v} = 0, \quad U_i \Big|_{S_v} = 0, \quad (v=1, 2, \dots, n_{k+1}).$$

Следовательно,

$$\begin{aligned}
\iint_{S_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds &= 0, \quad (v=1, 2, \dots, n_{k+1}), \text{ и} \\
\iint_S \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds &= 0.
\end{aligned}$$

Ввиду этого выражение (3,24) примет вид:

$$\sum_p^{1, k+1} \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_{p-1}}{1-A_{p-1}} \iiint_{D_p} (\text{grad } U_i)^2 dv = 0. \quad (3,25)$$

Следовательно,  $U_k \equiv \text{const}$  в области  $D_p$  ( $p=1, 2, \dots, k+1$ ). Отсюда, и в силу следствия (3,23), вытекает, что  $U_i \equiv 0$  во всем пространстве, что и требовалось доказать.

4°. Требуется определить совокупность функций  $U_i$  ( $i=1, 2, \dots, N$ ), гармонических в областях  $D_1, D_2, \dots, D_{k+1}$ , непрерывных в  $1, k+1$   $1, k$   $1, n_{k+1}$   $\sum_1^{1, k+1} D_i + \sum_1^{1, k} \sigma_i + \sum_1^{1, n_{k+1}} S_i + S$ , удовлетворяющих краевым условиям\*

$$\frac{dU_i}{dn} + \sum_j^{1, N} a_{ij}^{(v)} U_j = f_i^{(v)} \text{ на } S_v, \quad (4,1)$$

$$U_i = f_i \text{ на } S, \quad (4,2)$$

$$K_p \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_+ = K_{p+1} \left( \frac{dU_i}{dn} \right)_- + \varphi_p^i \text{ на } \sigma_p \quad (4,3)$$

( $i=1, 2, \dots, N$ ;  $v=1, 2, \dots, n_{k+1}$ ;  $p=1, 2, \dots, k$ ).

4°. Повторяя прежние рассуждения, нетрудно доказать, что если при выполнении условий:

$$\begin{aligned}
a_{11}^{(v)} > 0, \quad \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & a_{12}^{(v)} \\ a_{21}^{(v)} & a_{22}^{(v)} \end{vmatrix} > 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & \dots & a_{1N}^{(v)} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1}^{(v)} & \dots & a_{NN}^{(v)} \end{vmatrix} > 0 \quad (4,4) \\
(v=1, 2, \dots, n_{k+1})
\end{aligned}$$

для всех точек поверхности поставленная задача имеет решение, то оно единственное (см. 1°).

Приведем решение задачи к системе интегральных уравнений. С этой целью искомую функцию представим в виде суммы потенциалов:

$$U_i = \iint_S \rho_s^{(i)} \frac{\cos \varphi_s}{r_s^2} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \iint_{S_v} \mu_{sv}^{(i)} \frac{1}{r_{sv}} ds + \sum_p^{1, k} \iint_{\sigma_p} \mu_{\sigma p}^{(i)} \frac{1}{r_{\sigma p}} ds \quad (4,5)$$

Здесь  $\varphi_s$  — угол между внутренней нормалью в точке  $P_s$  и направлением  $P_s M$ , где  $M$  — некоторая точка с координатами  $(x, y, z)$ .  $P_s$  — точка интегрирования поверхности  $S$ ;  $\rho_s^{(i)}$ ,  $\mu_{sv}^{(i)}$ ,  $\mu_{\sigma p}^{(i)}$  — искомые плотности, распределенные на соответствующих поверхностях.

Повторяя прежние рассуждения, приходим к системе интегральных уравнений

$$\begin{aligned}
\lambda \left[ \iint_S \rho_s^{(i)} \frac{\cos \varphi_s}{r_s^2} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \iint_{S_v} \rho_{sv}^{(i)} \frac{1}{r_{sv}} ds + \sum_p^{1, k} \iint_{\sigma_p} \mu_{\sigma p}^{(i)} \frac{1}{r_{\sigma p}} ds \right] + \\
+ 2\pi \rho_s^{(i)} = f_i \text{ на } S,
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\lambda \left[ \iint_S \rho_s^{(i)} \frac{\cos(\nu_s, n_s) - 3 \cos(r_s, n_s) \cos(r_s, \nu_s)}{r_s^3} ds + \right. \\
\left. + \sum_v^{1, n_{k+1}} \iint_{S_v} \mu_{sv}^{(i)} \frac{\cos \varphi_{sv}}{r_{sv}^2} ds + \sum_p^{1, k} \iint_{\sigma_p} \mu_{\sigma p}^{(i)} \frac{\cos \varphi_{\sigma p}}{r_{\sigma p}^2} ds \right] + 2\pi \mu_{sv}^{(i)} +
\end{aligned}$$

\* Все обозначения прежние.



$$+ \lambda \sum_j^{1,N} a_j^{(v)} \left[ \iint_s \rho_s^{(j)} \frac{\cos \varphi_s}{r_s^2} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \iint_{s_v} \mu_{s_v}^{(j)} \frac{1}{r_{s_v}} ds + \sum_p^{1,k} \iint_{\sigma_p} \mu_{\sigma_p}^{(j)} \frac{1}{r_{\sigma_p}} d\sigma \right] = f_i^{(v)} \text{ на } S_v,$$

$$A_p \lambda \iint_s \rho_s^{(j)} \frac{\cos(\vartheta_s, n_s) - 3 \cos(r_s, n_s) \cos(r_s, n_s)}{r_s^2} ds + \sum_v^{1, n_{k+1}} \iint_{s_v} \mu_{s_v}^{(j)} \frac{\cos \varphi_{sv}}{r_{s_v}^2} ds + \sum_p^{1,k} \iint_{\sigma_p} \mu_{\sigma_p}^{(j)} \frac{\cos \varphi_{\sigma p}}{r_{\sigma_p}^2} d\sigma - 2\pi \mu_{\sigma_p}^{(j)} = \Phi_p^{(j)} \text{ на } \sigma_p,$$

$$\left( A_p = \frac{K_p - K_{p+1}}{K_p + K_{p+1}}, \Phi_p^{(j)} = \frac{\varphi_p^{(j)}}{K_p + K_{p+1}}, \lambda = +1 \right),$$

$$(i = 1, 2, \dots, N; v = 1, 2, \dots, n_{k+1}; p = 1, 2, \dots, \kappa). \quad (4,6)$$

Мы приходим, таким образом, к системе интегральных уравнений типа Фредгольма с неизвестными плотностями

$$\{ \rho_s^{(j)}, \mu_{s_v}^{(j)} (v = 1, 2, \dots, n_{k+1}), \mu_{\sigma_p}^{(j)} (p = 1, 2, \dots, \kappa) \}.$$

В следующем параграфе будет доказано, что соответствующая однородная система интегральных уравнений не имеет никаких других решений, кроме тривиального. Следовательно, неоднородная система имеет единственное решение.

2°. Рассмотрим краевую задачу, эквивалентную системе однородных интегральных уравнений, соответствующей неоднородной системе (4,6) при произвольном параметре  $\lambda$ . Повторяя прежнее рассуждение, имеем следующие краевые условия:

$$\left. \begin{aligned} U_i \Big|_{s_+} - U_i \Big|_{s_-} \cdot \frac{1-\lambda}{1+\lambda} &= 0, \\ \frac{dU_i}{dn} \Big|_{s_+} &= \frac{dU_i}{dn} \Big|_{s_-} \end{aligned} \right\} \quad (4,7)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{dU_i}{dn} \Big|_{s_v^-} - \frac{dU_i}{dn} \Big|_{s_v^+} \cdot \frac{1-\lambda}{1+\lambda} + \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_j^{1,N} a_{ij}^{(v)} U_j &= 0, \\ U_i \Big|_{s_v^-} &= U_i \Big|_{s_v^+} \end{aligned} \right\} \quad (4,8)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{1-\lambda A_p}{1+\lambda A_p} \cdot \frac{dU_i}{dn} \Big|_{\sigma_p^-} - \frac{dU_i}{dn} \Big|_{\sigma_p^+} &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (4,9)$$

$$U_i \Big|_{\sigma_p^-} = U_i \Big|_{\sigma_p^+} \cdot (i = 1, 2, \dots, N; v = 1, 2, \dots, n_{k+1}; p = 1, 2, \dots, \kappa).$$

Таким образом, система однородных интегральных уравнений, соответствующая неоднородной системе (4,6), при произвольном параметре  $\lambda$  эквивалентна краевым задачам с краевыми условиями (4,7), (4,8) и (4,9).

Теорема. Если

$$a_{11}^{(v)} \geq 0, \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & a_{12}^{(v)} \\ a_{21}^{(v)} & a_{22}^{(v)} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & \dots & a_{1N}^{(v)} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1}^{(v)} & \dots & a_{NN}^{(v)} \end{vmatrix} > 0, \quad (4,10)$$

$$(v = 1, 2, \dots, n_{k+1}),$$

$$a_{11}^{(v)} \leq 0, \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & a_{12}^{(v)} \\ a_{21}^{(v)} & a_{22}^{(v)} \end{vmatrix} \geq 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11}^{(v)} & \dots & a_{1N}^{(v)} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N1}^{(v)} & \dots & a_{NN}^{(v)} \end{vmatrix} \geq 0, \quad (4,10^*)$$

$$(v = 1, 2, \dots, n_{k+1}),$$

то, соответственно, в интервале (0,1) или (-1,0) не имеется полюса резольвенты.

В самом деле, в силу соотношений (4,7), (4,8) и (4,9) имеем:

$$\sum_v^{n_{j-1}+1, n_j} \iint_{s_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \frac{1-\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_{j-1}+1, n_j} \iint_{s_v} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds + \frac{2\lambda}{1+\lambda} \sum_v^{n_{j-1}+1, n_j} \iint_{s_v} \sum_k^{1,N} a_{ik} U_i U_k ds = 0 \quad (4,11)$$

$$\frac{1-\lambda}{1+\lambda} \iint_s \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- ds - \iint_s \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ ds = 0, \quad (4,12)$$

$$\frac{1-\lambda A_p}{1+\lambda A_p} \iint_{\sigma_p} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_- d\sigma - \iint_{\sigma_p} \left( U_i \frac{dU_i}{dn} \right)_+ d\sigma = 0, \quad (4,13)$$

$$(i = 1, 2, \dots, N; j = 1, 2, \dots, k+1; p = 1, 2, \dots, \kappa)$$

Умножая  $j$ -ое равенство (4,11) на  $\frac{1-A_1\lambda}{1+A_1\lambda} \frac{1-A_2\lambda}{1+A_2\lambda} \dots \frac{1-A_{j-1}\lambda}{1+A_{j-1}\lambda}$

( $j=1, 2, \dots, \kappa+1$ ), равенство (4,12) на  $\frac{1-A_1\lambda}{1+A_1\lambda} \frac{1-A_2\lambda}{1+A_2\lambda} \dots \frac{1-A_k\lambda}{1+A_k\lambda}$

$p$ -ое равенство (4,13) на  $\frac{1-A_1\lambda}{1+A_1\lambda} \dots \frac{1-A_{p-1}\lambda}{1+A_{p-1}\lambda}$  ( $p=1, 2, \dots, \kappa$ ), полагая  $A_0 = 0$ , складывая полученные результаты и принимая во внимание формулу Грина, из выражений (3,16), (3,17) и (3,18) получим:

$$\sum_p^{0, \kappa} \frac{1-A_p\lambda}{1+A_p\lambda} \dots \frac{1-A_{p-1}\lambda}{1+A_{p-1}\lambda} \sum_i^{1,N} \iint_{D_{p+1}} (\text{grad } U_i)^2 dv +$$



поэтому.

$$\left(\frac{dU_i}{dn}\right)_{s+} = \left(\frac{dU_i}{dn}\right)_{s-} = 0.$$

Тогда равенство (4,20) принимает вид:

$$\sum_p^{1, \kappa+1} \frac{1+A_1}{1-A_1} \dots \frac{1+A_{p-1}}{1-A_{p-1}} \iint_{D_p} (\text{grad } U_i)^2 dv = 0.$$

Следовательно,  $U_i \equiv \text{const}$  в областях  $D_p$  ( $p=1, 2, \dots, \kappa+1$ ).

В силу непрерывности функций  $U_i$  ( $i=1, 2, \dots, N$ ) на поверхностях  $S_v$  ( $v=1, \dots, \kappa+1$ ), можно сказать, что  $U_i \equiv 0$  по всей внутренней части  $S$ . Поэтому  $U_i \equiv 0$  во всем пространстве, следовательно,  $\lambda = -1$  не является полюсом резольвенты.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Н. И. Мусхелишвили—О решении основных граничных задач теории ньютонова потенциала. Журн. „Прикладная математика и механика“, т. IV, вып. 4, 1940.
2. С. Л. Соболев—Уравнения математической физики. 1950.
3. А. И. Гусейнов—Об одной задаче теории потенциала. Журн. „Прикладная математика и механика“, т. XII, № 1, 1948.
4. С. Г. Михлин—Интегральные уравнения. 1949.
5. Гантмахер и Крейн—Осцилляционные матрицы и малые колебания механических систем. 1951.

Ш. И. Вэкилов

Ниссэ-ниссэ намар гармоник функциялар ней'эти  
үчүн гарышыг сэрхэд мэсэлэлэри

#### ХҮЛАСЭ

Мэгалэдэ хэм нээри вэ хэм дэ тэчрүбэви эһэмийэтэ малик олан бир нечэ сэрхэд мэсэлэлэри тэдгиг эдилир.

Туталым ки, бир-бирлэрини кэсмэйэн  $\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_n$ ,  $S$  Ляпунов сэтһлэри верилмишдир, белэ ки,  $\sigma_k$  сэтһи  $\sigma_{k+1}$  дахилиндэ ( $k=1, 2, \dots, n-1$ ) вэ  $\sigma_n$  исэ  $S$  сэтһи дахилиндэдир.  $\sigma_k, \sigma_{k+1}$  сэтһлэри илэ эһатэ эдилмиш наһийэлэр  $D_k$  ( $k=1, 2, \dots, n+1$ ),  $\sigma_n$   $S$  сэтһлэри илэ эһатэ эдилмиш наһийэ  $D_n$ ,  $S_0$  сэтһинин харичи наһийэси  $D^*$  олсун.

$D_0, D_1, \dots, D_n$  наһийэлэриндэ гармоник,  $\sum_k^{1, n} D_k + \sum_k^{1, n} \sigma_k + S$  гапалы наһийэсиндэ кэсилмэз вэ

$$K_{v-1} \left(\frac{dU_i}{dn_p}\right)_+ = K_v \left(\frac{dU_i}{dn_p}\right)_- + \varphi_i^{(v)} \quad p \in \sigma_v$$

$$\frac{dU_i}{dn_p} + \sum_j^{1, n} a_{ij} U_j = f_i \quad p \in S$$

$$(v=1, 2, \dots, n; i=1, 2, \dots, N),$$

сэрхэд шэртлэрини өдэйэн  $U_i$  ( $i=1, 2, \dots, N$ ) функциялар ней'этинин тапылмасы тэлэб эдилир.

Бурада  $K_p$  — мүйэйэн сабит эдэдлэрдир;  $\left(\frac{dU_i}{dn}\right)_+, \left(\frac{dU_i}{dn}\right)_-$  — уйгун олараг дахили вэ харичи нормал төрэмэлэрдир.  $a_{ij}, f_i$  —  $S$  сэтһи үзэриндэ,  $\varphi_i^{(v)}$  исэ  $\sigma_v$  ( $v=1, 2, \dots, n$ ) сэтһи үзэриндэ тэ'йин олунмуш функциялардыр. Исбат эдилир ки,  $S$  сэтһинин бүтүн нөгтэлэриндэ

$$a_{11} < 0, \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} > 0, \dots, (-1)^N \begin{vmatrix} a_{11} & \dots & a_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{N1} & \dots & a_{NN} \end{vmatrix} > 0$$

шэрти өдэндикдэ, верилмиш сэрхэд мэсэлэсинин эканэ һэлли вардыр. Мэгалэдэ даһа бир нечэ бу типли сэрхэд мэсэлэлэри тэдгиг эдилир.



Г. Н. АГАЕВ

### АНАЛИТИЧЕСКИЙ ХАРАКТЕР РЕШЕНИЙ ОДНОГО ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УРАВНЕНИЯ

Целью настоящей работы является установление аналитического характера решений эллиптического дифференциального уравнения вида\*

$$\Delta^n u(x, y) = f\left(x, y, u, \frac{\partial u}{\partial x}, \frac{\partial u}{\partial y}, \dots, \frac{\partial^{p+q} u}{\partial x^p \partial y^q}, \dots\right). \quad (1)$$

В правую часть уравнения (1) явно входят частные производные от искомой функции не выше порядка  $(2n-1)$ .

Предварительно введем некоторые определения.

**Определение 1.** Комплексная функция  $u(x_1, x_2, y_1, y_2) = u_1 + iu_2$  с непрерывными частными производными первого порядка называется аналитической функцией от обеих комплексных переменных  $x = x_1 + ix_2, y = y_1 + iy_2$  в некоторой области  $D$  четырехмерного пространства, если в этой области имеют место дифференциальные уравнения Коши—Римана:

$$\nabla u = \frac{\partial u}{\partial x_1} + i \frac{\partial u}{\partial x_2} = 0,$$

$$\Lambda u = \frac{\partial u}{\partial y_1} + i \frac{\partial u}{\partial y_2} = 0.$$

Это определение равносильно обычному определению разложимости функции  $u(x_1, x_2; y_1, y_2)$  в степенной ряд в любой точке области\*\*  $D$ .

**Определение 2.** Функция  $u(x, y)$  называется  $2n$ -регулярной в некоторой области  $D_0$ , если она и ее частные производные до порядка  $2n$  непрерывны в  $D_0$ .

\* См. нашу работу в Трудах Института физики и математики АН Азерб. ССР, III, 1948.

\*\* См. Р. Курат и Д. Гильберт—Методы математической физики, т. II, стр. 383.



Теорема:

Если  $u(x, y)$  есть произвольное  $2n$ -регулярное решение уравнения (1) в некоторой вещественной окрестности точки  $(0,0)$  и если вещественная функция  $f(x, y, u, \dots)$  аналитическая во всей области пространства  $(x, y, u, \dots)$ , определяемой этой окрестностью точки  $(0,0)$  множеством соответствующих значений  $(u, \frac{\partial u}{\partial x}, \dots)$ , то решение  $(x, y)$  является аналитическим.

Доказательство этой теоремы мы проведем с помощью продолжения исходного решения  $u(x, y)$  на комплексную область, а именно введя  $x = x_1 + ix_2, y = y_1 + iy_2$  мы построим комплексную функцию  $u(x_1, x_2; y_1, y_2)$ , которая при  $x_2=0; y_2=0$  совпадает с функцией  $u(x, y)$ , записываемой теперь в форме  $u(x_1, y_1)$  так, чтобы она была аналитической относительно  $x$  и  $y$ .

Мы это продолжение произведем постепенно, сначала переходя от функции  $u(x_1, y_1)$  к комплексной функции  $u(x_1, x_2; y_1)$ , а затем переходя от  $u(x_1, x_2; y_1)$  к комплексной функции  $u(x_1, x_2; y_1, y_2)$ .

Прежде всего продолжим  $f$  аналитически на комплексные значения аргументов; тогда  $f$  непрерывно дифференцируема по этим аргументам.

Рассмотрим  $x_1$  как параметр, а функцию  $u(x_1, x_2; y_1)$  определим как решение уравнения:

$$\sum_{j=0}^n (-1)^j (j) \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_2^{2j}} = f(x_1 + ix_2, y_1; u, \dots, (-i) \frac{\partial^{p+q} u}{\partial x_2^p \partial y_1^q}, \dots), \quad (2)$$

удовлетворяющее условиям:

$$\left. \begin{aligned} u(x_1, x_2; y_1)|_{x_2=0} &= u(x_1, y_1), & (3_1) \\ \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial x_2^{2k_1-1}} + (-1)^{k_1+1} \cdot i \cdot \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial x_2^{2k_1-1}} \Big|_{x_2=0} &= 0, & (3_2) \\ k_1 &= 1, 2, \dots, n, \\ \frac{\partial^{2k_2} u}{\partial x_1^{2k_2}} + (-1)^{k_2+1} \cdot \frac{\partial^{2k_2} u}{\partial x_2^{2k_2}} \Big|_{x_2=0} &= 0 & (3_3) \\ k_2 &= 1, \dots, n-1. \end{aligned} \right\} (3)$$

Уравнение (2) получается из уравнения формальной заменой  $x_1$  через  $x_1 + ix_2$ .

Уравнение (2) и начальные условия (3) однозначно определяют продолжение  $u(x_1, x_2; y_1)$  функции  $u(x_1, y_1)$  в некоторой окрестности  $x_2=0$ . Кроме того, функция  $u(x_1, x_2; y_1)$  является непрерывно дифференцируемой функцией параметра  $x_1$  порядка  $\leq 2n$  в некотором промежутке изменения этого параметра. Точно также производные по  $x_2$  от  $u(x_1, x_2; y_1)$  непрерывно дифференцируемы по  $x_1$ . Следовательно,  $u(x_1, x_2; y_1)$  определена в некоторой трехмерной окрестности точки  $x_1=0, x_2=0, y_1=0$ , будучи непрерывно дифференцируемой по  $x_1$  порядка  $\leq 2n$ .

Дифференцируя (3<sub>2</sub>) по  $x_1$ , получим

$$\frac{\partial^{2k_1+1} u}{\partial x_1^{2k_1+1}} + (-1)^{k_1+1} \cdot \frac{\partial^{2k_1+1} u}{\partial x_2^{2k_1} \partial x_1} \Big|_{x_2=0} = 0.$$

Пусть  $k_2 = k_1 - 1$ , тогда будем иметь

$$\frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial x_1^{2k_1-1}} + (-1)^{k_1} \cdot \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial x_2^{2k_1-2} \partial x_1} \Big|_{x_2=0} = 0, \quad (3_4)$$

$$k_1 = 1, 2, \dots, n-1.$$

Вычитая (3<sub>2</sub>) из (3<sub>4</sub>), получим

$$\frac{\partial^{2k_1-2} (\nabla u)}{\partial x_2^{2k_1-2}} \Big|_{x_2=0} = 0, \quad k_1 = 1, 2, \dots, n.$$

Введем обозначение  $\nabla u = w$ , тогда будем иметь

$$\frac{\partial^{2k} w}{\partial x_2^{2k-2}} \Big|_{x_2=0} = 0, \quad k = 1, \dots, n.$$

Покажем, что

$$\frac{\partial^{2n-1} w}{\partial x_2^{2n-1}} \Big|_{x_2=0} = 0$$

В самом деле, при  $x_2=0$  имеют место как дифференциальное уравнение (1), так и дифференциальное уравнение (2). Вычитая эти уравнения и учитывая начальные условия, получим:

$$\sum_{j=0}^n (j^n) \left[ (-1)^j \frac{\partial^{2n} u}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_2^{2j}} - \frac{\partial^{2n} u}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_1^{2j}} \right] \Big|_{x_2=0} = 0.$$

Отсюда

$$\sum_{j=1}^{n-1} (j^n) (-1)^j \frac{\partial^{2(n-j)}}{\partial y_1^{2(n-j)}} \left[ \frac{\partial^{2j} u}{\partial x_2^{2j}} + (-1)^{j+1} \frac{\partial^{2j} u}{\partial x_1^{2j}} \right] \Big|_{x_2=0} +$$

$$+ \left[ (-1)^n \frac{\partial^{2n} u}{\partial x_2^{2n}} - \frac{\partial^{2n} u}{\partial x_1^{2n}} \right] \Big|_{x_2=0} = 0,$$

или

$$\left[ (-1)^n \frac{\partial^{2n} u}{\partial x_2^{2n}} - \frac{\partial^{2n} u}{\partial x_1^{2n}} \right] \Big|_{x_2=0} = 0.$$

Следовательно,

$$\frac{\partial^{2n} u}{\partial x_1^{2n}} + (-1)^{n+1} \cdot \frac{\partial^{2n} u}{\partial x_2^{2n}} \Big|_{x_2=0} = 0.$$

Дифференцируя по  $x_1$  условие (3<sub>3</sub>) при  $k_1 = n$ , получим

$$\frac{\partial^{2n} u}{\partial x_1^{2n}} + (-1)^{n+1} i \cdot \frac{\partial^{2n} u}{\partial x_1 \partial x_2^{2n-1}} \Big|_{x_2=0} = 0.$$

Объединяя оба последние равенства, будем иметь

$$\frac{\partial^{2n-1}}{\partial x_2^{2n-1}} \cdot \left( \frac{\partial u}{\partial x_1} + i \frac{\partial u}{\partial x_2} \right) \Big|_{x_2=0} = 0,$$

или

$$\frac{\partial^{2n-1} w}{\partial x_2^{2n-1}} \Big|_{x_2=0} = 0.$$



Итак, для  $w$  имеем следующие начальные условия:

$$\frac{\partial^k w}{\partial x_2^k} \Big|_{x_2=0} = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, 2n-1.$$

Действуя оператором  $\nabla = \frac{\partial}{\partial x_1} + i \frac{\partial}{\partial x_2}$  на обе части дифференциального уравнения (2), получим

$$\sum_{j=0}^n (-1)^j (j^n) \frac{\partial^{2n} w}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_2^{2j}} = \frac{\partial f}{\partial x} \nabla x + \frac{\partial f}{\partial u} \nabla u +$$

$$+ \sum_{0 < p+q < 2n-1} \frac{\partial f}{\partial \left\{ (-1)^q \frac{\partial^{p+q} u}{\partial y_1^p \partial x_2^q} \right\}} \cdot (-i)^q \cdot \frac{\partial^{p+q} w}{\partial y_1^p \partial x_2^q} \quad (4)$$

Так как

$$\frac{\partial^q u}{\partial x^q} = \frac{1}{i^q} \cdot \frac{\partial^q u}{\partial x_2^q},$$

или

$$\frac{\partial^q u}{\partial x^q} = (-i)^q \cdot \frac{\partial^q u}{\partial x_2^q},$$

то будем иметь

$$\frac{\partial f}{\partial \left\{ (-1)^q \frac{\partial^{p+q} u}{\partial y_1^p \partial x_2^q} \right\}} = \frac{\partial f}{\partial \left\{ \frac{\partial^{p+q} u}{\partial y_1^p \partial x^q} \right\}}.$$

Очевидно, также

$$\nabla x = \frac{\partial x}{\partial x_1} + i \frac{\partial x}{\partial x_2} = 0,$$

Так как функция  $u(x_1, x_2; y_1)$  уже найдена, то коэффициенты

$$\frac{\partial f}{\partial \left\{ \frac{\partial^{p+q} u}{\partial y_1^p \partial x^q} \right\}}, \quad 0 \leq p+q \leq 2n-1$$

будут известными комплексными функциями. Таким образом, мы получим для  $w$  однородное линейное уравнение  $2n$ -го порядка с однородными начальными условиями (задача Коши):

$$\sum_{j=0}^n (-1)^j (j^n) \frac{\partial^{2n} w}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_2^{2j}} - \sum_{0 < p+q < 2n-1} (-1)^q \frac{\partial f}{\partial \left( \frac{\partial^{p+q} u}{\partial x^p \partial y_1^q} \right)} \cdot \frac{\partial^{p+q} w}{\partial y_1^p \partial x_2^q} = 0. \quad (5)$$

$$\frac{\partial^k w}{\partial x_2^k} \Big|_{x_2=0} = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, 2n-1.$$

Из единственности решения этой задачи вытекает, что  $w \equiv 0$  в некоторой трехмерной окрестности  $T$  начала координат. Теперь продолжим полученное решение  $u(x_1, x_2; y_1)$  на четырехмерную область пространства  $(x_1, x_2, y_1, y_2)$  с помощью уравнения:

$$\sum_{j=0}^n (-1)^{n-j} \frac{\partial^{2n} u}{\partial x_1^{2j} \partial y_2^{2(n-j)}} = f \left( (x_1 + ix_2; y_1 + iy_2; u, \dots, (-i)^q \frac{\partial^{p+q} u}{\partial x_1^p \partial y_2^q}, \dots) \right) \quad (6)$$

при условиях:

$$\left. \begin{aligned} u(x_1, x_2; y_1, y_2) \Big|_{y_2=0} &= u(x_1, x_2; y_1), \\ \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial y_1^{2k_1-1}} + (-1)^{k_1+1} \cdot i \cdot \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial y_2^{2k_1-1}} \Big|_{y_2=0} &= 0, \\ k &= 1, 2, \dots, n. \\ \frac{\partial^{2k_2} u}{\partial y_1^{2k_2}} + (-1)^{k_2+1} \cdot \frac{\partial^{2k_2} u}{\partial y_2^{2k_2}} \Big|_{y_2=0} &= 0, \\ k_2 &= 1, 2, \dots, n-1. \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

В (6) и (7)  $x_2$  и  $y_1$  фиксированы в  $T$ . Уравнение (6) с начальными условиями (7) однозначно определяет функцию  $u(x_1, x_2; y_1, y_2)$ . Но, в силу непрерывности решения дифференциального уравнения (6) относительно параметров  $x_2$  и  $y_1$ , это решение определяется в некоторой четырехмерной окрестности  $D$ .

Наконец, покажем, что всюду в области  $D$  выполняются условия:  $\Delta u = 0, \nabla u = 0$ .

При  $y_2 = 0$  имеет место как уравнение (2), так и (6). Вычитая (2) из (6), получим

$$\sum_{j=0}^n (-1)^{n-j} \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^{2j} \partial y_2^{2(n-j)}} - \sum_{j=0}^n (-1)^j \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_2^{2j}} =$$

$$= f(x_1 + ix_2, y_1 + iy_2; u, \dots, (-i)^q \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^p \partial y_2^q}, \dots) -$$

$$- f(x_1 + ix_2, y_1; u, \dots, (-i)^p \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial x_2^p \partial y_1^q}, \dots). \quad (8)$$

Вычислим обе части этого равенства при  $y_2 = 0$ .

Для этой цели сначала сравним соответствующие члены аргументов функции  $f$ . Так как

$$\frac{\partial^p u}{\partial x^p} = (-i)^p \cdot \frac{\partial^p u}{\partial x_2^p}, \quad \frac{\partial^p u}{\partial x^p} = \frac{\partial^p u}{\partial x_1^p},$$

то

$$\frac{\partial^p u}{\partial x_1^p} = (-i)^p \cdot \frac{\partial^p u}{\partial x_2^p}$$

Следовательно,

$$\frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2, y_1)}{\partial x_2^p \partial y_1^q} = \frac{\partial^p}{\partial x_2^p} \left( \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^q} \right) =$$

$$= (i)^p \cdot \frac{\partial^p}{\partial x_1^p} \left( \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^q} \right) = (i)^p \cdot \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial x_1^p \partial y_1^q}.$$

В силу полученного равенства, имеем:

$$(-i)^q \cdot \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^p \partial y_2^q} - (i)^p \cdot \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial x_2^p \partial y_1^q} \Big|_{y_2=0} =$$



$$= (i)^q \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^p \partial y_2^q} - \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial x_1^p \partial y_1^q} \Big|_{y_2=0} =$$

$$= \frac{\partial^p}{\partial x_1^p} \left( (-i)^q \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial y_2^q} - \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^q} \right) \Big|_{y_2=0}.$$

Пусть  $q=2k_2 \leq 2n-2$ ; тогда, согласно условиям (7), получим

$$\frac{\partial^q u}{\partial y_2^q} \Big|_{y_2=0} = (-1)^{k_2} \frac{\partial^q u}{\partial y_1^q},$$

откуда

$$(-i)^q \cdot \frac{\partial^q u}{\partial y_2^q} \Big|_{y_2=0} = \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^q}.$$

Пусть теперь  $q=2k_1-1 \leq 2n-1$ , тогда, в силу (7), получим:

$$(-i)^q \cdot \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial y_2^q} - \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^q} \Big|_{y_2=0} =$$

$$= (-i)^{2k_1-1} \cdot \frac{1}{(-1)^{k_1} \cdot i} \cdot \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial y_1^q} - \frac{\partial^q u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^q} \Big|_{y_2=0}$$

Итак, при  $q \leq 2n-1$  имеем

$$(-i)^q \cdot \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^p \partial y_2^q} - (-i)^p \frac{\partial^{p+q} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial x_2^p \partial y_1^q} \Big|_{y_2=0} = 0.$$

Следовательно, правая часть (8) тождественно равна нулю при  $y_2=0$ . Теперь, рассматривая левую часть (8), будем иметь

$$\sum_{j=0}^n (-1)^{n-j} \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^{2j} \partial y_2^{2(n-j)}} - \sum_{j=0}^n (-1)^j \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_2^{2j}} \Big|_{y_2=0} = 0,$$

или

$$\left[ (-1)^n \cdot \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial y_2^{2n}} - \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^{2n}} \right] \Big|_{y_2=0} +$$

$$+ \left[ \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^{2n}} - (-1)^n \cdot \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial x_2^{2n}} \right] \Big|_{y_2=0} +$$

$$+ \sum_{j=1}^n (-1)^j \cdot \left[ (-1)^n \cdot \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^{2j} \partial y_2^{2(n-j)}} - \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_2^{2j}} \right] \Big|_{y_2=0} = 0.$$

Легко доказать, что

$$\sum_{j=1}^{n-1} (-1)^j \left[ (-1)^n \cdot \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^{2j} \partial y_2^{2(n-j)}} - \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^{2(n-j)} \partial x_2^{2j}} \right] \Big|_{y_2=0} = 0,$$

следовательно, имеем:

$$\left[ (-1)^n \cdot \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial y_2^{2n}} - \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial y_1^{2n}} \right] \Big|_{y_2=0} +$$

$$+ \left[ \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial x_1^{2n}} + (-1)^{n+1} \cdot \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1)}{\partial x_2^{2n}} \right] \Big|_{y_2=0} = 0,$$

откуда

$$\left[ \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial y_1^{2n}} + (-1)^{n+1} \cdot \frac{\partial^{2n} u(x_1, x_2; y_1, y_2)}{\partial y_2^{2n}} \right] \Big|_{y_2=0} = 0. \quad (9)$$

В силу (7),

$$\frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial y_1^{2k_1-1}} + (-1)^{k_1+1} \cdot i \cdot \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial y_2^{2k_1-1}} \Big|_{y_2=0} = 0 \quad (10)$$

$$k_1 = 1, 2, \dots, n,$$

$$\frac{\partial^{2k_2} u}{\partial y_1^{2k_2}} + (-1)^{k_2+1} \cdot \frac{\partial^{2k_2} u}{\partial y_2^{2k_2}} \Big|_{y_2=0} = 0. \quad (11)$$

$$k_2 = 1, 2, \dots, n-1.$$

Дифференцируя (11) по  $y_1$ , получим

$$\frac{\partial^{2k_2+1} u}{\partial y_1^{2k_2+1}} + (-1)^{k_2+1} \cdot \frac{\partial^{2k_2+1} u}{\partial y_2^{2k_2} \partial y_1} \Big|_{y_2=0} = 0.$$

Здесь, положив  $k_2 = k_1 - 1$ , получим

$$\frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial y_1^{2k_1-1}} + (-1)^{k_1} \cdot \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial y_2^{2k_1-2} \partial y_1} \Big|_{y_2=0} = 0, \quad (12)$$

$$k = 1, 2, \dots, n$$

Вычитая (12) из (10) соответственно будем иметь,

$$(-1)^{k_1} \cdot \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial y_2^{k_1-2} \partial y_1} - (-1)^{k_1+1} \cdot i \cdot \frac{\partial^{2k_1-1} u}{\partial y_2^{2k_1-1}} \Big|_{y_2=0} = 0,$$

или

$$\frac{\partial^{2k_1-2} \Lambda u}{\partial y_2^{2k_1-2}} \Big|_{y_2=0} = 0,$$

$$k_1 = 1, 2, \dots, n$$

Положив  $\Lambda(u) = w_1$ , будем иметь:

$$\frac{\partial^{2k_1-2} w_1}{\partial y_2^{2k_1-2}} \Big|_{y_2=0} = 0, \quad k_1 = 1, 2, \dots, n.$$

Покажем, что

$$\frac{\partial^{2n-1} w_1}{\partial y_2^{2n-1}} \Big|_{y_2=0} = 0.$$

В самом деле, при  $k_1 = n$  из (10) получим

$$\frac{\partial^{2n-1} u}{\partial y_1^{2n-1}} + (-1)^{n+1} \cdot i \cdot \frac{\partial^{2n-1} u}{\partial y_2^{2n-1}} \Big|_{y_2=0} = 0.$$

Дифференцируя по  $y_1$ , будем иметь

$$\frac{\partial^{2n} u}{\partial y_1^{2n}} + (-1)^{n+1} \cdot i \cdot \frac{\partial^{2n} u}{\partial y_2^{2n-1} \partial y_1} \Big|_{y_2=0} = 0.$$

Вычитая это равенство из (9), получим

$$(-1)^{n+1} \cdot \frac{\partial^{2n} u}{\partial y_2^{2n}} - (-1)^{n+1} \cdot i \cdot \frac{\partial^{2n} u}{\partial y_2^{2n-1} \partial y_1} \Big|_{y_2=0} = 0,$$

или

$$\frac{\partial^{2n-1} w_1}{\partial y_2^{2n-1}} \Big|_{y_2=0} = 0.$$



Итак, при  $k = 0, 1, 2, \dots, 2n-1$ , имеем:

$$\frac{\partial^k w_1}{\partial y_2^k} \Big|_{y_2=0} = 0.$$

Действуя в (6) оператором  $\Delta = \frac{\partial}{\partial y_1} + i \frac{\partial}{\partial y_2}$ , получим:

$$\sum_{j=0}^n (-1)^{n-j} \cdot \frac{\partial^{2n} w_1}{\partial x_1^{2j} \partial y_2^{2(n-j)}} = \frac{\partial f}{\partial u} \cdot w_1 + \frac{\partial f}{\partial \left\{ (-1)^q \cdot \frac{\partial^{p+q} u}{\partial x_1^p \partial y_2^q} \right\}} \cdot (-i)^q \frac{\partial^{p+q} w_1}{\partial x_1^p \partial y_2^q}. \quad (14)$$

Это уравнение с начальными условиями (13) дает задачу Коши для однородного уравнения с однородными начальными условиями. В силу теоремы о единственности решения задачи Коши, получим

$$w_1 = \Delta u = \frac{\partial u}{\partial y_1} + i \frac{\partial u}{\partial y_2} = 0.$$

во всей четырехмерной области  $D$ .

Точно так же можно доказать, что  $\nabla u = 0$  во всей четырехмерной области  $D$ .

Следовательно, построенная функция  $u(x_1, x_2; y_1, y_2)$  аналитична в комплексной окрестности начала координат, что показывает аналитический характер в действительной области исходного  $2n$ -регулярного решения  $u(x, y)$ , т. е.  $2n$ -регулярное решение эллиптического дифференцированного уравнения (1) разлагается в сходящийся степенной ряд.

Н. Агаев

### Бир диференциал тэнлийн аналитик халлары хаггында

#### ХҮЛАСЭ

Мэгалэдэ (1) диференциал тэнлийн мүййэн шэртлэри өдэйэн хэлэрийн аналитиклийн тэдгиг эдилир.

(1) диференциал тэнлийн  $2n$  тэртибэ кими кэсилмэйэн төрэмэли хэгиги хэллинэ, онун  $2n$  регуляр хэлли дейилир.

Дөрд өлчүлү  $D$  нахийэсиндэ

$$\nabla u = \frac{\partial u}{\partial x_1} + i \frac{\partial u}{\partial x_2} = 0,$$

$$\Delta u = \frac{\partial u}{\partial y_1} + i \frac{\partial u}{\partial y_2} = 0$$

диференциал тэнликлэр өдэнилэрсэ вэ элавэ  $u(x_1, x_2, y_1, y_2) = u_1 + iu_2$  комплекс функциясынын биринчи тэртиб төрэмэлэри кэсилмэйэндирсэ, белэ функция  $x = x_1 + ix_2, y = y_1 + iy_2$  комплекс дэйишэнлэрийн аналитик функциясы дейилир.

Мэгалэдэ ашагыдакы эсас теорема исбат эдилир.

Экэр  $u(x, y)$  функция (1) диференциал тэнлийн  $(0,0)$  нөгтэсинин мүййэн этрафында ихтияри  $2n$  регуляр хэллидирсэ вэ бу этрафла

$\left( u, \frac{\partial u}{\partial x}, \dots \right)$  гиймэтлэр чохлуғу илэ тэ'йин эдилэн  $(x, y, u, \dots)$

фэзасынын мүййэн нахийэсиндэ  $f\left(x, y, u, \frac{\partial u}{\partial x}, \dots\right)$  функциясы бүтүн аргументлэринэ көрэ аналитикдирсэ, о заман  $u(x, y)$  функциясы аналитикдир.

Теореманын исбаты (1) диференциал тэнлийн вэ онун мэлүм хэгиги  $u(x_1, y_1)$  хэллинин дөрд өлчүлү  $(x_1, x_2, y_1, y_2)$  фэзасына тэдричэн аналитик давам этдирилмэси илэ ичра эдилир.

Белэ ки, мэлүм  $u(x_1, y_1)$  хэлли, эввэлчэ (2), (3) Коши мэсэлэсинин хэлли васитэсилэ  $(x_1, x_2, y_1)$  комплекс фэзасына давам этдирилир, сонра  $u(x_1, x_2, y_1)$  хэлли (6), (7) Коши мэсэлэсинин хэлли васитэсилэ дөрд өлчүлү  $(x_1, x_2, y_1, y_2)$  фэзасына давам этдирилир.

Бу гайда илэ тапылан  $u(x_1, x_2, y_1, y_2)$  хэллинин  $x = x_1 + ix_2, y = y_1 + iy_2$  комплекс аргументлэринэ көрэ аналитиклийн исбат эдилдикдэн сонра

$$u(x_1, x_2, y_1, y_2) \Big|_{\substack{x_2=0 \\ y_2=0}} = u(x_1, x_2, y_1) \Big|_{x_2=0} = u(x_1, y_1)$$

шэртини нэзэрэ алдыгда,  $u(x_1, y_1)$  функциясынын  $(0,0)$  нөгтэсинин мүййэн этрафында аналитиклийн исбат эдилмиш олур. Башга сөзлэ, (1) диференциал тэнлийн  $2n$  регуляр олан хэр бир хэлли топланан гүввэ сырасына айрылыр.



М. Ф. МИРЧИНК

### СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НАУКИ И ПУТИ ЕЕ РАЗВИТИЯ\*

Нефтяники нашей Родины под руководством Коммунистической партии и Советского правительства в послевоенные годы добились новых замечательных успехов.

Как известно, задание Сталинского послевоенного пятилетнего плана по добыче нефти было выполнено нефтяной промышленностью досрочно. Этому немало способствовало открытие за последние годы целого ряда новых крупных месторождений.

Успешное выполнение нефтяной промышленностью первого послевоенного пятилетнего плана является залогом того, что задание нашего великого вождя товарища Сталина о доведении ежегодной добычи нефти до 60 миллионов тонн будет также выполнено в значительно сокращенные сроки.

В успешном разрешении этой задачи крупная роль принадлежит нефтяной геологической науке, которая, на основе выявления закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений в различных геологических условиях, обеспечивает и на будущее время должна обеспечить правильное, научно-обоснованное направление поисково-разведочных работ и максимальную эффективность разведочного бурения.

Основы прогрессивной нефтяной геологической науки созданы в нашей стране. Основоположником ее явился выдающийся ученый нашей Родины—академик И. М. Губкин.

И. М. Губкин, исходя из великого учения Маркса—Энгельса—Ленина—Сталина о диалектическом материализме, впервые в мире показал, что процесс нефтеобразования и формирования залежей нефти представляет одну из струй единого процесса развития нашей Земли.

По И. М. Губкину, процесс происхождения нефти и образования ее залежей состоит из следующих стадий:

- а) отложений исходного органического материала;
- б) диагенеза этого материала в определенных геологических и геохимических условиях и образования углеводородов;
- в) миграции углеводородов из нефтематеринских свит в коллектора;
- г) аккумуляции нефти и образования залежей;
- д) разрушения залежей при тех или иных условиях развития тектонических движений земной коры.

\* Доклад, прочитанный на научном совещании по проблеме нефти 16 апреля 1952 г. в г. Баку.



При этом направленность развития всех перечисленных стадий этого в целом единого, естественно-исторического процесса обуславливается:

- а) характером и режимом тектонических движений;
- б) палеогеографическими условиями накопления и седиментации осадков;
- в) геохимическими и биохимическими условиями бассейна осадконакопления;
- г) палеогеогеологическими условиями и, в частности, динамикой подземных вод.

Таким образом, процесс происхождения нефти и формирования нефтяных залежей И. М. Губкин рассматривал в теснейшей связи с окружающими условиями среды, анализируя их взаимную обусловленность и выявляя по возможности все закономерности возникновения, развития и взаимосвязи отдельных стадий этого в целом единого процесса.

Исходя из своего учения И. М. Губкин раскрыл главные закономерности распределения бассейнов нефтеобразования и зон нефтенакпления в пределах крупных структурных элементов земной коры, создал классификацию залежей нефти и разработал научные основы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

Для научно обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности той или иной территории И. М. Губкин считал совершенно обязательным изучение:

во-первых, всей геологической истории исследуемой территории, а именно:

- а) установления областей распространения древних морей и суши, очертаний их береговых линий;
- б) характера и направленности тектонических движений в течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени и, наконец,
- в) выявления физико-географических, геохимических и биохимических условий накопления осадков и диагенеза их;

во-вторых, тектонического строения исследуемой области.

Учение И. М. Губкина о геологических условиях происхождения нефти и образования нефтяных залежей и вытекающие из него научно обоснованные прогнозы и оценка возможной нефтегазоносности отдельных областей нашей страны блестяще подтвердились на практике.

Советские геологи-нефтяники, следуя прогнозам И. М. Губкина, открыли за последние десять лет сотни новых нефтяных и газовых месторождений, в том числе богатые залежи нефти на морских площадях Азербайджана, на Сев. Кавказе, в Туркменской ССР, в Башкирии, Татарии, Среднем и Нижнем Поволжье и других районах.

Прогрессивное значение учения о геологии нефти И. М. Губкина особенно наглядно подтвердилось на примере изучения нефтегазоносности и разведки недр Волго-Уральской области, где в настоящее время создана и невиданно быстрыми темпами развивается вторая после Баку мощная нефтедобывающая база.

История открытия и создания Второго Баку на востоке весьма показательна. Она блестяще показывает, что побеждает та наука «люди которой, понимая силу и значение установившихся в науке традиций и умело используя их в интересах науки, все же не хотят быть рабами этих традиций, которая имеет смелость, решимость ломать старые традиции, нормы, установки, когда они становятся устаревшими, когда они превращаются в тормоз для движения вперед, и которая умеет создавать новые традиции, новые нормы, новые установки». (Из речи товарища Сталина на приеме в Кремле работников высшей школы 17 мая 1938 года).

Своими трудами в области нефтяной геологии, сыгравшими большую роль в развитии нашей нефтяной промышленности, И. М. Губкин завоевал почетное место в первых рядах плеяды выдающихся ученых-новаторов нашей великой Родины, украшающих мировую науку.

Но было бы неправильно думать, что И. М. Губкиным исчерпывающе были разрешены решительно все вопросы теории нефтяной геологии.

Об этом сейчас приходится говорить в связи с попыткой некоторых геологов-нефтяников догматически распространять отдельные теоретические положения И. М. Губкина на все случаи жизни, что, конечно, никак не может отвечать интересам дальнейшего развития нефтяной геологической науки и нефтяной промышленности.

Ни одна отрасль науки, и в том числе нефтяная геология, не может останавливаться на достигнутом и превращать теоретические положения тех или иных, даже самых выдающихся, ученых в догму.

Для нефтяной геологии, как и для любой другой отрасли науки, жизненно необходимо творческое развитие на основе всестороннего анализа и синтеза новых данных и учета голоса опыта и практики, а не топтание на месте.

Надо признать, что несмотря на несомненно крупные достижения советской нефтяной геологии в деле открытия новых нефтяных и газовых месторождений и даже крупных нефтегазоносных областей, в области разработки теории и нефтяной геологии, основанной на принципах диалектического материализма, у нас имеется еще много нерешенных проблем и недостатков, которые несомненно оказывают известное тормозящее влияние на дальнейшее развитие нефтяной геологической науки и на повышение эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Нефтяная геология охватывает обширный комплекс самых разнообразных геологических проблем, среди которых на современном этапе ее развития важнейшими являются:

- а) проблема происхождения нефти и формирования нефтяных залежей;
- б) проблема научного прогноза, т. е. оценки и районирования нашей страны в отношении перспектив нефтегазоносности, и
- в) проблема наиболее рациональной методики поисков и разведки разных генетических типов нефтяных залежей в различных геологических условиях.

Совершенно очевидно, что правильное решение первой из указанных проблем—проблемы происхождения нефти имеет не только научно-теоретический интерес, но и первостепенное практическое значение.

«Только тогда, писал И. М. Губкин, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, будем знакомы со всеми структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти, и получим из совокупности этих данных надежные указания, в каких местах искать нам нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведки» [6].

Если общие геологические условия и направление процесса образования нефти и формирования нефтяных залежей в схеме можно считать более или менее установленными, то отдельные стадии развития этого процесса, в особенности геохимические и биохимические стороны его, выяснены далеко еще недостаточно.



Надо прямо сказать о том, что после смерти И. М. Губкина, т. е. истекшие 12 лет, было очень мало сделано в области изучения проблемы происхождения нефти в развитие прогрессивного учения И. М. Губкина. Мало того, наши ведущие исследовательские институты или почти полностью отошли от решения этой важнейшей проблемы (как, например, Институт нефти Академии наук СССР), или даже пошли по иному, противоположному губкинскому учению, пути (например, Всесоюзный нефтяной геолого-разведочный научно-исследовательский институт).

Только этим можно объяснить то положение, что в стенах ВНИГРИ получили поддержку и дальнейшее развитие реакционные, основанные на идеалистическом и метафизическом понимании явлений природы, идеи К. П. Калицкого о первичном происхождении и залегании нефти [13 и др.].

Последователи К. П. Калицкого, и в первую очередь С. И. Ильин [11, 12] и В. В. Вебер [5], пытались во что бы то ни стало подтвердить «теорию» своего учителя, несмотря на то, что она была уже опровергнута всей практикой поисковых и разведочных работ на нефть и газ. Взгляды К. П. Калицкого на происхождение нефти и образование нефтяных залежей проповедывались в ряде работ и других исследователей (Л. В. Хмельевская, В. Н. Тихий, И. И. Потапов и др.).

Возрождение гипотезы неорганического происхождения мы находим в последних выступлениях и статьях Н. А. Кудрявцева [17]. Его взгляды близки к представлениям Н. А. Соколова о космическом (вулканическом) происхождении нефти. В свое время эти представления были всесторонне и убедительно раскритикованы И. М. Губкиным, а ныне, в связи с оставанием разработки и изучения проблемы происхождения нефти в наших научно-исследовательских институтах (Институт нефти АН ВНИГРИ), мы являемся свидетелями возрождения отвергнутой ранее гипотезы.

Нельзя не упомянуть о появлении ряда работ В. Б. Порфирьева [21, 22], А. Ф. Добрянского [10], а ранее Г. Л. Стадникова [23], в которых вынашиваются идеи о существовании в природе так называемой «первичной нефти» или «протонефти», послужившей исходным материалом для образования обычных нефтей под воздействием тех или иных факторов.

Представления последователей К. П. Калицкого—С. И. Ильина, В. В. Вебера и др., а также взгляды В. Б. Порфирьева, А. Ф. Добрянского и др. были подвергнуты широкой критике, как в печати, так и на различных собраниях и совещаниях. Крупные принципиальные ошибки и недостатки в трудах названных исследователей были вскрыты на расширенных сессиях Ученых советов ВНИГРИ, Института нефти Академии наук СССР осенью 1948 г. Обсуждались они неоднократно и после. Резкой критике подверглись также идеи неорганической гипотезы происхождения нефти Н. А. Кудрявцева на страницах печати.

Однако эта критика была бы значительно полнокровнее и сокрушающе убедительнее, если бы наши ведущие научно-исследовательские институты были вооружены лучше в области творческого развития прогрессивного учения о нефти И. М. Губкина.

На данной стадии изучения проблемы происхождения нефти, исходя из основных положений учения И. М. Губкина, предусматривающих, что:

а) теория происхождения нефти и формирования нефтяных залежей должна отвечать геологическим условиям образования и накопления исходного органического материала, а также залегания нефти в земной коре;

б) процесс образования нефти имеет региональный характер, происшедший при наличии благоприятных биохимических условий в течение

почти всех геологических периодов с тех пор, как началось нормальное накопление осадков;

в) накопление исходного для образования нефти органического материала происходит в процессе образования осадков в диффузно-рассеянном состоянии;

г) процесс образования нефти может возникнуть и развиваться лишь в водном бассейне, характеризующемся благоприятным геотектоническим режимом, заключающимся в устойчивом погружении;

д) нефть первоначально возникает в нефтематеринских (нефтепроизводящих) породах или свитах, откуда впоследствии мигрирует в пористые пласты, в которых и образуются ее залежи;

е) в развитии процессов нефтеобразования в природных условиях имеет место периодичность, тесно связанная с периодичностью осадкообразования, обусловленной неравномерным непрерывно-прерывистым характером развития тектонических движений земной коры,—мы должны, для познания закономерностей образования нефтематеринских свит, обратить особое внимание на комплексное изучение не только палеогеографических и биохимических условий накопления и диагенеза осадков, но обязательно также и направленности и режима тектонических движений земной коры в течение исследуемого отрезка времени геологической ее истории.

Одним из наиболее серьезных недостатков теоретических и экспериментальных работ в области изучения происхождения нефти является отставание исследований фациальных, физико-химических и биохимических закономерностей образования нефтематеринских свит, а также признаков и характеристик продуцирующих нефть пород. Всемерное форсирование этих исследований является одной из ближайших и главнейших задач нефтяной геологической науки.

Столь же важное значение в нефтяной геологической науке имеет проблема формирования нефтяных залежей, еще более близкая к решению практических задач.

Согласно учению о нефти И. М. Губкина, формирование залежей происходит в несколько стадий. Вначале образовавшаяся в илах нефть, по мере того как они, под влиянием возрастающего давления, все более и более уплотняются, постепенно выжимается из них в рыхлые пористые породы-коллектора. Затем происходит миграция нефти и накопление ее в подходящих структурных или стратиграфических и литологических условиях, т. е. образование залежи в собственном смысле этого слова.

Из учения И. М. Губкина вытекает, что главнейшими факторами, контролирующими формирование залежей нефти, являются: а) тектонические движения; б) литология и коллекторские свойства вмещающих пород; в) закон гравитации, обуславливающий распределение газа, нефти и воды в залежах, в соответствии с их удельными весами, и г) динамика пластовых и трещинных вод (гидравлический фактор). Некоторую определенную роль в этом процессе играют также и капиллярные силы. При этом, как указывал И. М. Губкин, «речь может идти не об исключительной роли тектонического или литологического фактора, а о преобладании того или другого в формировании залежей».

Одним из наиболее важных вопросов, требующих разрешения и внесения предельной ясности в проблему, является установление типов и разновидностей природных залежей нефти, т. е. разработка правильной классификации нефтяных залежей и их совокупностей—нефтяных месторождений.

В этой области после смерти И. М. Губкина сделано также очень мало.



И. М. Губкин в своем классическом труде «Учение о нефти» [6] да научно обоснованную и развернутую классификацию нефтяных залежей основанную на генетическом принципе. Эта классификация, вполне соответствующая уровню развития нефтяной геологической науки того времени и даже опережавшая его в принципиальной постановке вопроса, охватывала залежи нефти, главным образом, структурного типа. Поэтому залежи иных типов, в формировании которых преобладающее значение имела литология или стратиграфические соотношения, не получили достаточного отражения и места в этой классификации, которые на современном уровне развития науки они должны иметь. Речь идет о стратиграфических и литологических залежах нефти.

И. М. Губкин, которому принадлежит приоритет в открытии и установлении понятия залежей стратиграфического типа, в своем докладе на XVII сессии Международного геологического конгресса «К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа» [7], происходившем в Москве в 1937 г., подробно останавливался на генетической стороне формирования залежей нефти, в образовании которых стратиграфические соотношения и литологический фактор имели преобладающее значение. И. М. Губкин обращал внимание геологов-нефтяников на необходимость поисков и разведки подобных залежей не только в пределах геосинклинальных областей в их периферийных зонах (Кавказ, Карпаты и пр.), но и на платформах, и в первую очередь на необъятных просторах Русской платформы.

Следует признать, что начатое И. М. Губкиным дело разработки и научно обоснованного построения генетической классификации нефтяных залежей не получило должного творческого развития и продолжения в наших научно-исследовательских институтах. Такое положение, несомненно, послужило причиной и способствовало появлению классификаций, основанных на морфологических признаках. Ярким примером может служить классификация И. О. Брода [4 и др.], не имеющая по существу ничего общего с принципиальными установками И. М. Губкина в этом вопросе.

Появились также классификации и различные термины для обозначения типов нефтяных месторождений, в которых смешиваются в одну кучу явления тектонического и литологического порядка (К. С. Маслов [18, 19], С. П. Козленко [16] и др.), или явно противоречащие основным положениям И. М. Губкина в этом вопросе (Г. А. Хельквист [33], А. А. Трофимук [28] и др.).

Достаточно указать на то, что один из таких авторов, а именно Г. А. Хельквист, прямо заявляет о том, что современное представление о залежах нефти «требует, прежде всего, отказа от классификации нефтяных залежей по тектоническому признаку». «В основу современной классификации нефтяных залежей, говорит Г. А. Хельквист, должно лечь деление их на пластовые и зональные». При этом различие между зональными и пластовыми залежами Г. А. Хельквист видит в том, что первые целиком зависят от резко и быстро меняющихся литологических условий, а вторые, наоборот, характеризуются постоянством мощности и литологических свойств продуктивных горизонтов.

Совершенно очевидно, что столь неудовлетворительное положение с классификацией нефтяных залежей, отход и отказ от генетической основы ее построения, охватывающей всю совокупность естественно-исторического хода развития процесса, далее нетерпимы.

На современном уровне наших познаний, основанных на многочисленных примерах опыта и практики, мы можем утверждать закономер-

ное сосуществование в природе залежей нефти, в формировании которых преобладающее значение имели:

- а) структурный или тектонический фактор;
- б) ненормальные стратиграфические соотношения или отклонения в них, что может быть объединено под общим понятием стратиграфического фактора, и
- в) литологический фактор.

Таким образом, основой генетической классификации нефтяных залежей должно явиться подразделение их на три главнейшие группы:

1. Залежи структурного типа.
2. Залежи стратиграфического типа.
3. Залежи литологического типа.

Каждая из этих групп в свою очередь должна быть подразделена на целый ряд подгрупп и видов в соответствии со своими особенностями, но уже более частного характера. При этом, естественно, должен учитываться и морфологический признак.

Нашим научно-исследовательским организациям следует серьезно заняться развитием генетической классификации нефтяных залежей на основе положений И. М. Губкина.

Следующий вопрос, на который необходимо обратить внимание, это вопрос о миграции нефти, масштаб возможного перемещения, признания или отрицания как боковой, так и вертикальной миграции. Наконец, вопрос о том, что вкладывается в понятие—первичные и вторичные залежи нефти.

В работах ряда геологов, вышедших из печати за последние годы, затронутые вопросы излагаются по разному. Различно трактуется понятие о первичных и вторичных залежах. Иногда договариваются даже до признания существования третичных и даже четвертичных залежей нефти. Последнее является, конечно, крайней точкой зрения. Интересно отметить, что большинство этих высказываний делается якобы в развитие идей И. М. Губкина.

Вопрос о том, что и как следует понимать под первичной или вторичной залежью нефти, вопрос о том, как и в каких направлениях происходят процессы миграции нефти—имеет большое принципиальное, как георетическое так и практическое значение.

Например, в представлениях К. П. Калицкого первичное происхождение и первичное залегание нефти являются синонимами. По Калицкому, нефть залегает там, именно в том самом месте, где она образовалась. Будучи образована однажды, она уже никуда с места своего образования не перемещалась, оставаясь навечно захороненной.

Взгляды К. П. Калицкого, как основанные на метафизическом восприятии явлений природы, отрицающие процесс постоянного развития и движения, совершенно чуждые марксистской диалектике, ограничивающие перспективу и необходимость поисков залежей нефти в новых стратиграфических комплексах, как известно, были подвергнуты суровой критике и осуждены. Поэтому нет нужды больше останавливаться на его взглядах как таковых.

Однако нельзя проходить мимо таких фактов, как появление в печати работ, в которых получают новое звучание нотки, до некоторой степени напоминающие осужденные геологической общественностью высказывания К. П. Калицкого. Мы имеем в виду работы Н. Н. Тихоновича, Г. А. Хельквиста, В. В. Вебера, С. И. Ильина, А. А. Трофимука и некоторых других геологов.



Естественно, что в рамках данной статьи нет возможности подвергнуть подробному рассмотрению работы перечисленных геологов, равно как и коснуться, например, взглядов В. Б. Порфирьева о безудержной и беспредельной миграции нефти и т. п. Поэтому остановимся очень кратко на главнейших замечаниях, относящихся непосредственно к практике поисково-разведочных работ.

Как же понимают названные исследователи процессы формирования залежей нефти, процессы миграции нефти, что вкладывают они в понятие о первичных и вторичных залежах нефти?

Крайнюю позицию в этом вопросе занимают Г. А. Хельквист и С. И. Ильин, для которых, по существу, почти невозможна даже боковая миграция нефти. Выше уже было указано на отрицание Г. А. Хельквистом роли и значения тектонического фактора в процессе формирования нефтяных залежей. Здесь же следует привести еще одно заявление этого исследователя: «Являясь сторонником первичного залегания нефти, пишет Г. А. Хельквист, мы неоднократно убеждались в своей практической работе, что приверженцы вторичного залегания, в угоду своей теории миграции нефти с больших глубин, очень часто совершенно неправильно ориентируют разведочное бурение и тем задерживают развитие новых районов» [33].

Заявление и заключающееся в нем обвинение—весьма серьезны.

Как же обстоит дело в действительности, на практике, на которую декларативно ссылается Г. А. Хельквист?

Практика и накопленный опыт категорически отвергают обвинения Г. А. Хельквиста. Как раз в Краснодарском крае, где многие годы проработал Г. А. Хельквист, где сложились его взгляды на так называемые «зональные» залежи нефти,—именно там в последние три-четыре года, благодаря резкому и принципиальному изменению направления поисково-разведочных работ, открыты крупные залежи нефти очень сложного, структурного типа, в формировании которых подавляющая роль принадлежит тектонике.

Так практика, сама жизнь исправляет неправильные, надуманные концепции, когда они развиваются в отрыве от практики.

По Н. Н. Тихоновичу, как известно ранее полностью стоявшему на позициях К. П. Калицкого, в пределах Русской платформы вообще нет вторичных залежей нефти [26 и др.]. Наоборот, Н. Н. Тихонович всячески старается доказать, на примере хотя бы Ухтинского района, что нефть в терригеновую продуктивную свиту девона не могла попасть извне, так как эта свита залегает прямо на плотных, перекристаллизованных породах фундамента. Мало того, Н. Н. Тихонович говорит о возможности образования нефти в песчаных линзах, образовавшихся в неглубоких впадинах докембрийского фундамента за счет преобразования накопившегося в таких заливах органического материала в нефть. Подобные же взгляды Н. Н. Тихонович переносит и на Русскую платформу.

За Н. Н. Тихоновичем и А. А. Трофимук, в своей работе о нефтеносности палеозоя Башкирии [27], также утверждает, что в живецких слоях, пашийской свите девона, в угленосной свите, верейском горизонте карбона, да и в других свитах палеозоя Русской платформы, мы имеем дело только с первичными залежами нефти, подчиненными только тем свитам, в которых происходили процессы нефтеобразования, т. е. нефтематеринским свитам.

«В свете изложенных данных, пишет А. А. Трофимук, характеризующих условия залегания нефти в месторождениях туймазинского (платформенного— М. М.) типа и нефтепроизводящих свит, участвующих в сложении этих месторождений, необходимо признать, что туймазинский

тип нефтяных залежей представляет собой типично первичное месторождение.

Формирование промышленных пластов (??—М. М.) этого месторождения осуществлялось в два этапа.

Первый этап предшествовал каменноугольному периоду. В конце девонского времени за счет тектонических движений возникли структуры платформенного типа, обусловившие концентрацию нефти в пластах живецкого яруса и особенно туймазинской продуктивной свиты франского яруса.

Второй этап связан с тектоническими движениями, возникшими в послепермское время. В этот этап начали формироваться нефтяные горизонты (??—М. М.): туймазинский, а также нефтеносной (угленосной) и тульской свиты.

«Таким образом, пишет дальше А. А. Трофимук, в пределах платформы мы знаем пока распространение только первичных месторождений, тогда как в пределах Предуральской депрессии нам известны только вторичные и третичные залежи нефти» [27].

Таким образом, Н. Н. Тихонович, А. А. Трофимук и некоторые другие геологи, признавая право на существование в пределах Русской платформы только первичных залежей нефти и, стало быть, только боковой миграции нефти, приходят, по существу, к отрицанию возможности вертикального перемещения нефти и, как следствие,—образования вторичных залежей в платформенных условиях.

Между тем вся история борьбы за открытие большой промышленной девонской нефти в пределах Волго-Уральской нефтегазональной области, борьбы, начатой в конце прошлого столетия такими выдающимися представителями геологической науки того времени, как академик А. П. Павлов, Г. О. Романовский и др., борьбы, основная тяжесть которой в наше советское время легла на плечи академика И. М. Губкина и его действительных учеников,—эта история пронизана другими идеями, другими принципиальными установками.

Борьба И. М. Губкина и его сподвижников против «теоретических» положений К. П. Калицкого, Н. Н. Тихоновича, А. Н. Замятина, А. В. Нечаева и некоторых других геологов, всячески отрицавших перспективы открытия нефтяных месторождений в Волго-Уральской газонефтеносной области, хорошо известна. Это была борьба между старым, реакционным и отживающим, и новым, прогрессивным началом.

Академик А. П. Павлов [20], И. М. Губкин [8] и другие исследователи, исходя из совершенно правильного анализа данных о геологическом строении Волго-Уральской газонефтеносной области, совокупности и взаимосвязи наблюдаемых геологических явлений, в многочисленных нефтепроявлениях и признаках нефти на поверхности, как связанных с слоями пермской системы, так и трещинами, пересекающими известняки нижней перми и карбона, заполненными асфальтом, видели доказательство тому, что нефть проникла, мигрировала в молодые отложения пермского возраста из более древних слоев и в первую очередь из девона.

На этом основании названные исследователи настаивали на необходимости производства широким фронтом поисково-разведочных работ с целью вскрытия на полную мощность отложений каменноугольной и девонской систем в таких районах, как Самарская Лука, Восточная Татария и Западная Башкирия.

Последовательное и настойчивое претворение в жизнь, в практику поисково-разведочных работ в пределах Волго-Уральской нефтегазональной области принципиальных и научно обоснованных установок И. М. Губкина привело геологов-нефтяников к заслуженному успеху. Между



Уралом и Волгой и на самой Волге открыты богатейшие нефтяные и газовые месторождения в девонских и каменноугольных отложениях.

Поэтому диссонансом в этом широко развернутом поступательном движении вперед по пути открытия новых нефтеносных районов, новых месторождений звучит отрицание вертикальной миграции нефти и существования в пределах Русской платформы вторичных залежей нефти.

Разве не ясно, что такая односторонняя постановка вопроса является крайне ограничивающей перспективу и необходимость поисково-разведочных работ, особенно с целью открытия залежей нефти в новых стратиграфических комплексах и, в первую очередь, в отложениях нижнего палеозоя—силура и кембрия, присутствие которых, причем в благоприятных условиях, в последние годы установлено во многих пунктах Русской платформы.

В. В. Вебер в своих работах, особенно в труде о так называемых нефтеносных фациях [5], также крайне сужает представление о возможности перемещения нефти, ее миграции в процессе формирования залежей, даже в таких толщах, как продуктивная на Апшеронском полуострове, залежи нефти которой И. М. Губкин [9 и др.] приводил в качестве ярких примеров вторичных залежей.

Таким образом, внесение предельной четкости и ясности в понимание процессов и масштабов миграции нефти, а также в толкование терминов—первичные и вторичные залежи является весьма серьезной задачей для успешного изучения проблемы формирования нефтяных залежей.

В связи с этим имеется еще один вопрос также большой важности. Речь идет о существующих представлениях о времени образования залежей и возможности их перераспределения в историческом ходе развития геологического строения тех или иных участков земной коры.

Некоторые геологи, догматически повторяя отдельные мысли и выражения на этот счет И. М. Губкина, допускают серьезную ошибку, не замечая, что скатываются на позиции, очень напоминающие идеи К. П. Калицкого о постоянстве формы и места залежей нефти. Эти геологи указывают на то, что И. М. Губкин считал, что процессы нефтеобразования начинаются и происходят в соответствующих условиях тотчас же вслед за накоплением осадков, обогащенных органикой, что процесс нефтеобразования совершался «до начала горообразующих процессов. Этот момент, подчеркивает И. М. Губкин, нужно считать уже началом формирования самого месторождения. С этого момента начинается странствование нефти, ее миграция до тех пор, пока она не скопится где-либо в определенном месте в виде обособленной залежи нефти» [7].

Совершенно справедливое положение, с которым нельзя не согласиться, но которое следует продолжить утверждением того, что в дальнейшем ходе развития геологического строения той области, в пределах которой образовались залежи нефти, подчиненные определенному стратиграфическому комплексу осадков, процессы перемещения нефти, ее миграция этим далеко не заканчиваются.

Под влиянием изменяющихся геотектонических условий происходит перераспределение нефтяных залежей, исчезновение одних и, наоборот, возникновение новых, причем как в пределах того стратиграфического комплекса осадков, в которых возникли первоначальные залежи нефти, так и в новых, стратиграфически более молодых свитах, не являющихся нефтематеринскими, за счет вертикальной миграции.

Следует указать, что сказанное не находится в противоречии с представлениями И. М. Губкина, а, наоборот, вытекает из них, в чем можно убедиться, если принимать во внимание не отдельные выражения, а весь комплекс его научных трудов.

Между тем, как было указано выше, некоторые геологи стоят на иных позициях. Можно упомянуть здесь И. И. Потапова, который во многом повинен в этом отношении, утверждая невозможность последующего изменения очертаний залежей и перемещения нефти после формирования залежи по ряду месторождений Апшеронского полуострова.

Другим примером является попытка отдельных геологов, в первую очередь С. П. Козленко, объяснить отсутствие нефти в терригеновой серии пашийской свиты и живетского яруса девона на одном из крупных месторождений в Нижнем Поволжье и присутствие ее на другом, расположенном всего лишь в 6—7 км от первого. При этом абсолютные отметки соответствующих стратиграфических девонских горизонтов на своде структуры первого месторождения в настоящее время выше нежели второго.

Палеотектонический анализ приводит к совершенно правильному выводу, что в эпоху среднего и верхнего девона структурного поднятия, к которому приурочено первое месторождение, не существовало; это был пониженный участок по сравнению с уже оформившейся структурой второго месторождения. Нефть, образовавшаяся в девонское время, в процессе миграции переместилась и скопилась в ряде пластов пашийской свиты и живетского яруса на своде второй структуры.

Начало образования первого структурного поднятия относится к верхам девона и к каменноугольному времени. В процессе дальнейшего тектонического развития, первая структура, по амплитуде подъема даже, как это было указано выше, превзошла вторую. Нефть же по одноименным горизонтам девона однако не переместилась в сторону более приподнятого первого поднятия.

Козленко и некоторые другие геологи, исходя из приведенного примера, утверждают, по существу, невозможность повторного перераспределения нефти с изменением структурных соотношений. Следует отметить, что ряд геологов Московского филиала ВНИГРИ, возглавляемый Н. Н. Тихоновичем, по существу, проповедует те же идеи.

Подобное механистическое утверждение опровергается данными практики разведки в пределах платформенной Волго-Уральской нефтегазосной области. Наиболее ярким примером является палеотектонический анализ развития структурных форм и в связи с этим формирования залежей нефти в терригеновой толще девона в Западной Башкирии и Восточной Татарии.

Анализ этот показывает, что начало формирования Туймазинского вала относится к каледонскому циклу тектогенеза. Вал этот испытывал в последующее время, в соответствии с распространением волнообразно-колебательных движений, некоторые изменения в своих очертаниях, испытывая в отдельные отрезки времени погружение или, наоборот, воздымание. Но он существовал.

К отдельным структурным поднятиям третьего порядка этого вала приурочены известные месторождения: Туймазинское, Бавлинское и другие, связанные главным образом с девонскими слоями.

Западнее Туймазинского вала, параллельно ему, как известно, протягивается зона Сокско-Шешминских поднятий, представляющая собой также валобразную платформенную структуру, но более широкую и не столь резко выраженную по сравнению с Туймазинским валом.

В эпоху почти всего палеозоя, вплоть до пермского времени, этого вала не существовало. Наоборот, современная Байтуганская, Шугуровская и соседние структуры третьего порядка, относящиеся к зоне Сокско-Шешминских поднятий, располагались в то время в пределах довольно глубокой депрессии, причем наиболее погруженная часть приходилась на Шугуровскую площадь. Постепенный подъем начался в самом конце ка-



менноугольной эпохи. В казанский и татарский века произошло оформление структуры Сокско-Шешминского вала и отдельных поднятий третьего порядка, примерно в том же структурном плане, какой существует в настоящее время.

Между тем, к Сокско-Шешминской зоне поднятий, к наиболее приподнятой по девонским слоям в современном состоянии ее части и приурочены крупные залежи нефти.

Таким образом, мы констатируем факт существования в девонских слоях залежей нефти, приуроченных, с одной стороны, к структурам, формирование которых было начато в нижнем палеозое, и с другой—к структурам, начало образования которых относится к концу каменноугольной эпохи. Этот не единичный факт с непреложной четкостью говорит о крупных перемещениях нефти в процессе развития и изменения структурных условий, причем в платформенных областях, отличающихся спокойствием тектоники.

Что же касается противоположных утверждений и приведенного примера из практики разведки двух поднятий в Нижнем Поволжье, то необходимо указать на недостаточную глубину анализа совокупности геологических данных. Для конкретного случая, на который указывает С. П. Козленко, необходимо было учесть, при объяснении отсутствия нефти в девонских слоях в недрах структуры, сформировавшейся в каменноугольную эпоху, наличие флексуобразного крутого крыла, с углами падения, доходящими в мезозойских отложениях, обнажающихся на поверхности, до 30° и более. Несомненно, что крутое крыло в более древних слоях палеозоя и тем более в фундаменте осложнено радиальным нарушением, сбросом, который мог послужить преградой для возможного перетока нефти.

Необходимо, стало быть, обратить серьезное внимание при изучении проблемы формирования залежей нефти и на этот вопрос, вопрос повторной миграции нефти, образования новых залежей нефти в процессе развития и изменения геоструктурных условий.

Еще академиком И. М. Губкиным была доказана тесная генетическая связь пространственного и стратиграфического распределения областей нефтегазонакопления с крупными структурными элементами земной коры.

Для познания указанных закономерностей необходимо, прежде всего, детально изучить законы формирования и развития основных структурных элементов земной коры, т. е. геосинклиналей и платформ и входящих в их состав тектонических структур первого и второго порядка.

В этой области отечественной геологической наукой, в первую очередь нефтяной, сделано за последние годы очень многое.

Основоположником современной научной геологии мы с полным правом можем считать нашего великого ученого М. В. Ломоносова, который, почти на 70 лет раньше Лайелля, впервые в мире доказал решающую роль в развитии земной коры медленных и постепенно действующих геологических преобразований.

В области науки о структуре и развитии земной коры в зарубежной геологической литературе в течение многих десятилетий господствовали псевдонаучные идеи Ога, Вегенера, Штилле, Шухерта и др., некоторые из которых получили даже название законов (например, закон Ога, канон орогенических фаз Штилле и др.).

Ученым нашей Родины принадлежит заслуга в установлении ошибочности целого ряда почти общепризнанных «теорий» вышеуказанных зарубежных геологов и установленных ими «законов» в области геотектоники.

В течение многих десятилетий в зарубежной геологической литературе

господствовало представление о том, что платформенные области представляют собой вечно устойчивые, неизблемые участки земной коры, не поддающиеся тектоническим деформациям, для которых характерны лишь так называемые эпейрогенические движения.

Великий русский геолог академик А. П. Карпинский в период с 1883 по 1894 г. опубликовал ряд своих классических произведений [14, 15], в которых впервые в мировой геологической литературе, на примере Русской платформы, гениально раскрыл основные закономерности геотектонического развития платформенных областей в теснейшей связи с развитием прилегающих геосинклиналей.

В указанных работах А. П. Карпинский установил, что, вопреки господствовавшим в зарубежной геологической литературе взглядам о вечной неизменности геологической структуры платформенных областей, последние в течение своей геологической истории претерпевают весьма существенные изменения.

В зарубежной геологической науке в течение многих десятилетий господствовал так называемый «закон Ога», согласно которому поднятиям и регрессиям в геосинклиналях соответствуют погружения и трансгрессии на платформах и, наоборот, погружениям и трансгрессиям в областях геосинклиналей отвечают поднятия и регрессии на платформах.

Советскому ученому—академику А. Д. Архангельскому принадлежит заслуга выявления ошибочности этого «закона» и установления, вслед за А. П. Карпинским, сопряженности колебательных движений платформ и прилегающих к ним геосинклиналей.

В зарубежной геологической науке в течение многих десятилетий безраздельно господствовало псевдонаучное «учение» об эпизодичности и катастрофической кратковременности процессов складкообразования и об одновременности фаз складчатости почти на всей земной поверхности. Наиболее ярким выразителем такого рода взглядов на геотектоническое развитие земли явился Г. Штилле.

Советской геологической науке принадлежит заслуга разоблачения указанных лженаучных взглядов Г. Штилле, возведенных за рубежом до категории закона (так называемый «канон орогенических фаз Штилле»).

В зарубежной геологической науке широкое признание получили всякого рода гипотезы мобилизма, или горизонтального перемещения материков (Вегенера, Штауба и др.), обуславливающие процессы складкообразования.

Ученые нашей страны (А. Д. Архангельский, М. А. Усов, В. А. Обручев и др.) показали полную несостоятельность и этих гипотез.

Рассмотрение развития теоретической мысли в области геотектоники за последние два-три десятилетия показывает, что передовая геологическая наука несомненно достигла больших успехов в изучении закономерностей геотектонического развития земной коры и формирования основных структурных ее элементов, установив тесную диалектическую взаимосвязь различных форм тектонических движений (волнообразно-колебательных движений, разрывообразования, землетрясений, вулканизма и т. д.) в процессе их развития, а также взаимозависимость в развитии платформ и геосинклиналей.

Однако надо признать, что многочисленные и богатые по содержанию теоретические исследования огромной армии советских геологов в области разработки теории развития Земли и формирования основных структурных ее элементов (платформ и геосинклиналей) до сего времени в надлежащем виде не синтезированы и еще нет такой капитальной работы, в которой было бы дано детальное описание истории геологического



развития Земли и закономерностей формирования и преобразований основных структурных элементов земной коры, т. е. платформ и геосинклиналей, в течение каждого хотя бы крупного отрезка геологического времени (периода, эпохи и века).

Наряду с этим следует отметить, что в геотектонических исследованиях некоторых наших, даже видных, геологов еще неполностью изжито влияние всякого рода метафизических гипотез буржуазных ученых о развитии земной коры в условиях формирования основных структурных ее элементов.

К такого рода исследованиям относятся работы, в которых в той или иной мере поддерживается так называемый «канон орогенических фаз Штилле» (например, работы Н. А. Страхова [24, 25], В. В. Белоусова [3 и др.] и др.), или проповедуются идеи одностороннего, лишь эволюционного развития земной коры и формирования основных структурных ее элементов (работы Н. С. Шатского и др. [29, 30, 31, 32]), или же идеи о постоянстве структурного плана платформенных областей в течение всей геологической истории их развития, вытекающие из одностороннего учения Ч. Лайелля, признающего только эволюционное развитие Земли без скачков и коренных изменений режима тектонических движений в ходе геологической истории Земли [3, 32 и др.].

Такого рода теоретические работы, в которых еще сказывается влияние всяких метафизических идей буржуазных ученых, тормозят развитие отечественной прогрессивной геологической науки и в том числе нефтяной геологии, которая кровно заинтересована в правильном направлении научно-исследовательских работ в области геотектоники. Поэтому борьба с проникновением в геологическую науку и в учебные пособия всякого рода псевдонаучных метафизических идей и взглядов должна быть признана одной из важнейших задач и в области разработки теоретических основ геотектоники.

Решением Правительства в руки геологов-нефтяников было вложено могучее оружие для распознавания глубинного строения областей, перспективных в отношении нефтегазоносности, но не охваченных ранее бурением. Речь идет об опорном бурении.

За истекшие пять лет со времени издания указанного выше решения Правительства, в результате опорного и глубокого разведочного бурения произошли коренные изменения в наших представлениях о геологическом строении Русской платформы. Благодаря тому, что уже более чем в трехстах скважинах вскрыт кристаллический фундамент и прорезан полностью весь комплекс осадочных пород, мы можем теперь гораздо лучше и надежнее судить как о современном геоструктурном плане, так и о развитии в историческом аспекте геотектонических преобразований.

Главнейшие результаты сводятся к следующему.

1. В ряде областей Русской платформы установлено наличие нижнепалеозойских образований—силура и кембрия, достигающих большой мощности. Таким образом, была фактически доказана правота утверждения А. П. Карпинского о значительном распространении нижнепалеозойских трансгрессий в пределы платформы и, стало быть, неправильность позиций А. Д. Архангельского [1, 2] и Н. С. Шатского [32] и некоторых других геологов в этом вопросе.

2. Начало развития структурных форм как первого, так и второго и третьего порядка в пределах платформы относится к каледонскому циклу тектогенеза, а не к герцинскому, как это утверждали А. Д. Архангельский, Н. С. Шатский [1, 2, 32] и др. исследователи.

3. Поверхность фундамента не представляет собой слабо всхолмленной равнины, как думали об этом раньше, а имеет резко выраженный, не-

сомненно тектонический рельеф. При этом колебание высотных отметок достигает нескольких сот и даже тысячи метров на близких расстояниях. Таким образом, геологические образования, развитые на поверхности, слабо дислоцированные, вуалируют, скрывают значительно более сложные геоструктурные соотношения в фундаменте.

4. На протяжении геологического времени, в результате развития волнообразно-колебательных движений, происходили очень существенные перестройки и изменения структурного плана. Мы можем говорить о перемещениях осевых зон и изменениях самой формы впадин и сводов (антеклиз и синеклиз) во времени. Мы можем говорить даже об исчезновении впадин и расчленениях сводовых поднятий. Ярким примером такой палеовпадины (синеклизы), существовавшей в нижнем палеозое и не отраженной в слоях верхнего девона, может служить Саратовско-Рязанская впадина, отделяющая Воронежский массив от Токмовского погребенного кряжа. Мы, наконец, можем говорить о переходе платформенных областей в геосинклинали, примером чего, как совершенно правильно говорил И. М. Губкин, служит Донбасс.

Таким образом, фактически доказано, что не существует постоянства структурного плана не только в мобильных геосинклинальных областях, но и в пределах платформ, что были неправы в этом вопросе В. В. Белоусов, Н. С. Шатский [3, 32] и другие геологи.

Несомненно безусловная связь этих больших открытий с непосредственными задачами поисков новых залежей нефти как структурного, так и стратиграфического и литологических типов в пределах Русской платформы в разрезе всего палеозоя, включая сюда и силур и кембрий. Нашим научно-исследовательским организациям необходимо всемерно ускорить обработку богатейшего накопленного фактического материала в результате бурения опорных и разведочных скважин. Далее, для познания законов формирования залежей нефти и пространственного размещения нефтяных месторождений в различных геологических условиях необходимо выявить также закономерности распределения нефтепроизводящих формаций и фаций. Решение этой задачи возможно лишь на основе региональных литологических исследований.

Решающее значение литологического фактора в формировании залежей нефти и газа акад. И. М. Губкин подчеркивал во всех своих работах, посвященных геологии нефти. Детальные литологические исследования необходимы, прежде всего, для выяснения палеогеологических и палеогеохимических условий накопления осадков и последующего диагенеза их, т. е. для определения условий среды, в которой происходило нефтеобразование.

Сравнительные (региональные) литологические исследования нужны, далее, для восстановления палеогеографии интересующей нас геологической эпохи, а именно—для определения пространственного размещения областей суши и моря, т. е. областей сноса и аккумуляции, расположения и очертания береговых линий, глубин моря и т. д., т. е. всех факторов, которые необходимы для выявления бассейнов накопления органического материала, из которого путем сложных геохимических и биохимических преобразований произошла нефть.

Литологические исследования необходимы также и для выяснения коллекторских свойств вмещающих нефть пород, с целью определения возможностей скопления промышленных залежей в интересующем нас стратиграфическом комплексе. Наконец, литологические исследования необходимы для раскрытия закономерностей развития процесса осадочного породообразования, в ходе которого, при



наличии соответствующих геологических, геохимических и биохимических условий, возникают и развиваются процессы нефтеобразования.

Синтез литологических исследований в виде палеогеологических и фашиальных карт, профилей, карт изменения коллекторских свойств отдельных нефтегазосодержащих стратиграфических комплексов, в совокупности с данными стратиграфических и палеотектонических исследований, служит той научной основой, без которой вообще невозможно обеспечение правильного направления поисковых и разведочных работ на нефть и газ в тех или иных областях.

Необходимо отметить что за годы Сталинских пятилеток советские геологи в области литологических и петрографических исследований также достигли больших успехов.

В то время, когда в зарубежных странах в работах, посвященных вопросам литологии, все еще проповедуются всякого рода псевдонаучные метафизические идеи о неизменности в ходе геологической истории земной коры процессов осадконакопления, а образование осадочных пород рисуется как процесс, бесконечно повторяющийся в различных комбинациях в течение всей геологической истории земной коры (Г. Розенбуш, Э. Вейшенк, С. Бубнов, Г. Шпейдерхен и др.), исследованиями наших советских геологов установлено, что процесс осадконакопления в течение геологической истории земной коры не оставался неизменным и беспорядочным, а развивался в теснейшей связи с геотектоническим развитием земной коры.

Исследованиями советских геологов установлено, что в развитии процесса осадкообразования, а также в пространственном размещении и во взаимосвязях различных генетических групп осадочных образований существуют определенные закономерности, которые предопределялись особенностями геотектонического развития земной коры в течение отдельных периодов геологической ее истории. Можно смело сказать, что в этом отношении советская наука об осадочных породах значительно опередила зарубежную науку, и достижения наших геологов бесспорны.

Однако теоретические исследования и в этой области не поспевают за развитием практики поисковых и разведочных работ на нефть и газ. Вследствие этого и в области изучения роли и значения литологического фактора при образовании нефтяных залежей еще имеется целый ряд нерешенных вопросов, которые задерживают дальнейшее развитие нефтяной геологической науки и повышение эффективности поисковых и разведочных работ.

Такие важнейшие проблемы теории осадконакопления, как вопросы об осадочной механической и химической дифференциации, о периодичности осадкообразования, о роли организмов в процессе осадкообразования, о закономерностях распределения тех или иных осадочных формаций и в том числе нефтепроизводящих во времени и пространстве,—все эти и другие важнейшие вопросы разработаны пока лишь в схеме, в усредненных показателях.

Нефтяная геология, к сожалению, еще не располагает детальной характеристикой условий осадочной дифференциации и закономерностей периодичности осадкообразования, а также пространственного распределения отдельных генетических типов и в том числе нефтепроизводящих формаций во времени и в пространстве—применительно к различным геологическим областям нашей страны. Имеющиеся палеогеографические и литолого-фашиальные карты по отдельным областям в масштабе 1 : 2 500 000, реже 1 : 1 000 000, крайне схематичны и совершенно недостаточны для выявления закономерностей распределения нефте-

производящих формаций в разрезе геологического времени и в пространстве.

Так что и в области литологических исследований впереди предстоит еще большая работа.

Таковы основные задачи, которые стоят перед нефтяной геологической наукой. Гениальными трудами академика И. М. Губкина заложен прочный фундамент нефтяной геологической науки. Определены основные направления ее развития. Святая обязанность советских геологов-нефтяников, занятых как научной, так и производственной работой, всемерно и творчески развивать прогрессивное учение о нефти, созданное крупнейшим ученым-большевиком, подлинным новатором в науке Иваном Михайловичем Губкиным.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. А. Д. Архангельский—Геологическое строение СССР. ОНТИ, 1933.
2. А. Д. Архангельский—Геологическое строение и геологическая история СССР, Труды XVII сессии Международного геологического конгресса, т. II, ГОНТИ, 1939.
3. В. В. Белоусов—Общая геотектоника. Госгеолиздат, 1948.
4. И. О. Брод—Залежи нефти и газа. Гостоптехиздат, 1951.
5. В. В. Вебер—Нефтеносные фации и их роль в образовании нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1947.
6. И. М. Губкин—Учение о нефти. ОНТИ, 1937.
7. И. М. Губкин—К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Труды XVII сессии Международного геологического конгресса, 1937.
8. И. М. Губкин—Урало-Волжская нефтеносная область. Изд-во АН СССР, 1940.
9. И. М. Губкин—Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области. Избр. соч., т. I, изд-во АН СССР, 1950.
10. А. Ф. Добрянский—Геохимия нефти. Гостоптехиздат, 1948.
11. С. И. Ильин—Условия образования нефти в Средней Азии. Сб. «Происхождение нефти и природного газа». БТЭИ ЦИМТнефти, 1947.
12. С. И. Ильин—К вопросу об условиях образования нефти и формирования нефтяных залежей. Литологический сборник II, ВНИГРИ, Гостоптехиздат, 1948.
13. К. П. Калицкий—Научные основы поисков нефти. Гостоптехиздат, М., 1944.
14. А. П. Карпинский—Очерк физико-географических условий Европейской России в минувшие геологические периоды. Изд. АН, 1887.
15. А. П. Карпинский—Очерки геологического прошлого Европейской России. «Природа», т. VI, 1919.
16. С. П. Козленко—О некоторых спорных вопросах, затронутых в статьях А. А. Трофимука и М. Ф. Мирчика. «Нефтяное хозяйство» № 1, 1952.
17. Н. А. Кудрявцев—Против органического происхождения нефти. «Нефтяное хозяйство» № 9, 1951.
18. К. С. Маслов—Зональные нефтяные залежи Северо-Западного Кавказа в свете учения о нефти И. М. Губкина. Сб. геол. работ памяти И. М. Губкина, Гостоптехиздат, 1948.
19. К. С. Маслов—Основы генетической классификации нефтяных и газовых залежей в свете учения о нефти академика И. М. Губкина. Сб. памяти акад. И. М. Губкина, изд-во АН СССР, 1951.
20. А. П. Павлов—Самарская Лука и Жигули. Труды Геол. Ком., 2, вып. 5, 1887.
21. В. Б. Порфирьев—Проблема нефтеобразования в свете современных данных. Гостоптехиздат, 1941.
22. В. Б. Порфирьев и И. В. Гринберг—Геохимические основы генезиса нефти. Труды Львовского геол. об-ва, вып. I, 1948.
23. Г. Л. Стадников—Происхождение углей и нефти. Изд-во АН СССР, 1937.
24. Н. А. Страхов—Закономерности орогенеза в освещении Г. Штилле. Б. МОИП, т. X (3—4), 1932.
25. Н. А. Страхов—Основы исторической геологии. Госгеолиздат, 1948.
26. Н. Н. Тихонович—Девонские отложения и их нефтеносность на Русской платформе и в Приуралье. Труды МНИ, Гостоптехиздат, 1947.



27. А. А. Трофимук — Нефтеносность палеозоя Башкирии. Гостоптехиздат, 1950.
28. А. А. Трофимук — О вреде представлений о так называемых «стратиграфических» залежах нефти. «Нефтяное хозяйство» № 9, 1951.
29. Н. С. Шатский — О неокатастрофизме (к вопросу об орогенических фазах и о процессе складкообразования). «Пробл. сов. геологии» № 7, 1937.
30. Н. С. Шатский — Орогенические фазы и складчатость. Тр. XVII сессии Международного геологического конгресса, т. II, ГОНТИ, 1939.
31. Н. С. Шатский — О тектонике Центрального Казахстана. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5—6, 1938.
32. Н. С. Шатский — Очерки тектоники Волго-Уральской области и смежной части западного склона Урала. Б. МОИП, вып. 216, 1945.
33. Г. А. Хельквист — Зональные нефтяные залежи и методика их разведки. Гостоптехиздат, 1944.

В. И. ЕСЬМАН

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕХАНИЗМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАСОСА НБВ-3

При испытании механизма автоматического регулирования насоса НБВ-3\* возникла необходимость одновременного и возможно более точного измерения основных параметров насоса, характеризующих его работу (производительность, давление нагнетания и пр.) и положения в пространстве муфты регулирования.

Решение подобной задачи оказалось возможным только при обращении к электрическим методам измерения неэлектрических величин.

Для этой цели были сконструированы и изготовлены в мастерских НИС'а АзИИ следующие специальные датчики: расходомер—для измерения производительности насоса, манометр—для измерения давления нагнетания, измеритель перемещения поршня и измеритель перемещения муфты регулирования. Обычными способами записывались ток, напряжение и число оборотов электродвигателя.

Все перечисленные датчики относятся к общей группе механических датчиков. Расходомер, измеритель перемещения поршня и измеритель перемещения муфты сконструированы по типу R-датчиков; манометр—по типу L-датчиков.

По принципу действия все три R-датчика подобны обычному реостату, движок которого механически связан с объектом, а сопротивление выполнено либо в виде натянутой плоской проволоки (измеритель перемещения поршня), либо в виде винтовой обмотки (расходомер и измеритель перемещения муфты), укрепленных на изоляторе.

Движок расходомера (рис. 1) системой рычагов связан с поплавком П.

Прибор укрепляется на боковой стенке приемного резервуара и поплавок плавает на поверхности жидкости.

Движок измерителя перемещения поршня укреплен на штоке, а изолятор с сопротивлением—на корпусе насоса.

Измеритель перемещения муфты (рис. 2) также монтируется на корпусе насоса. Его движок Д связан с роликовым толкателем Т, который силой пружины, помещенной в корпусе К, прижимается к специальному буртику, выполненному на наружной поверхности муфты регулирования.

Реостатные датчики имеют линейную функцию преобразования:

$$R = (\lambda),$$

где  $\lambda$  — перемещение.

\*Подробно о насосе НБВ-3 см. М. Логов.—Погружной насос с автоматическим регулированием. ДАН Азерб. ССР, т. V, № 7, 1949.



Электрический манометр представляет собой индуктивную мессдозу с переменным воздушным зазором. Зажатая по контуру дисковая диафрагма с одной стороны имеет прикрепленный железный якорек, перемещающийся относительно катушек электромагнита, а с другой стороны — стержень, связанный с поршнем, на который передается давление жидкости. Наличие двух катушек, включенных в мостовую схему, обеспечивает прямолинейность участка кривой зависимости величины тока от положения сердечника. Этим участком мы пользовались при измерениях.

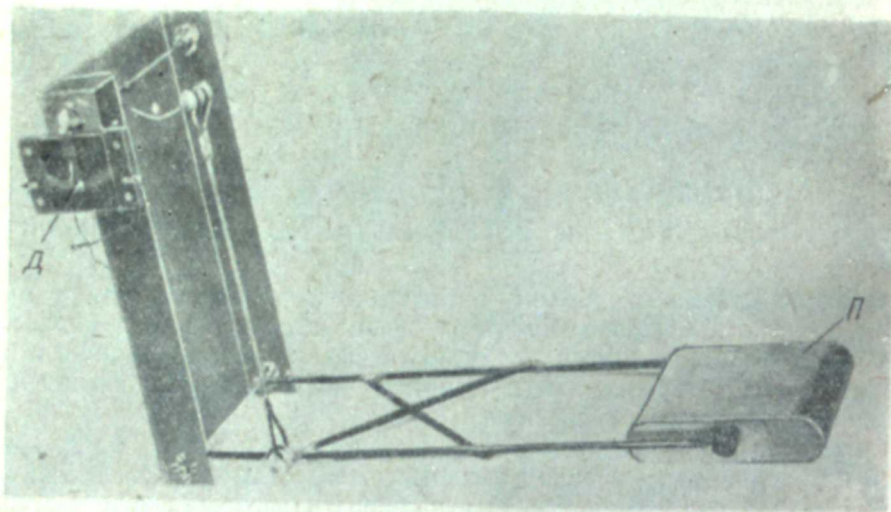


Рис. 1

Таким образом, все датчики, применяемые при испытании механизма автоматического регулирования, обладали линейной функцией преобразования, что обеспечило им постоянную чувствительность на всем диапазоне измерений. Перед началом испытаний приборы были оттарированы и для каждого из них была построена тарировочная кривая.

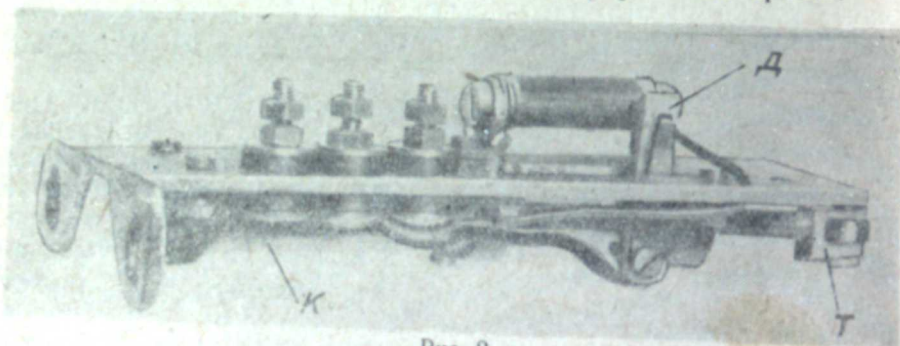


Рис. 2

Испытания производились на установке, собранной в лаборатории кафедры нефтепромышленной механики АзИИ (рис. 3). Насос получал движение непосредственно от двигателя постоянного тока, с которым он был соединен специально изготовленной муфтой. Оба агрегата установлены на общей плите. Число оборотов двигателя регулировалось пусковым реостатом в пределах от 50 до 1.200 об/мин.

Осциллограф помещался в смежной с лабораторией комнате. Между двумя помещениями была налажена прямая телефонная связь, значительно облегчившая проведение экспериментов.

Испытания осуществлялись в следующем порядке. После настройки осциллографа на испытательный стенд подавалась команда: «включить в работу насос». Когда насос, пущенный в работу на самых низких оборотах, начинал подавать жидкость, от испытательного стенда отправлялся

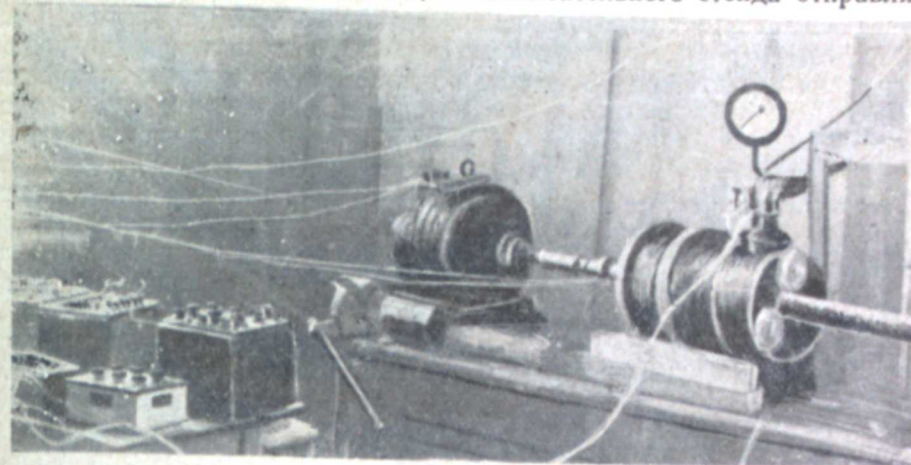


Рис. 3

сигнал «запускать фотобумажную ленту». Одновременно с помощью пускового реостата начинали увеличивать до некоторого максимума (400—700 об/мин) число оборотов двигателя. Период съемки продолжался в среднем от 3 до 15 сек.

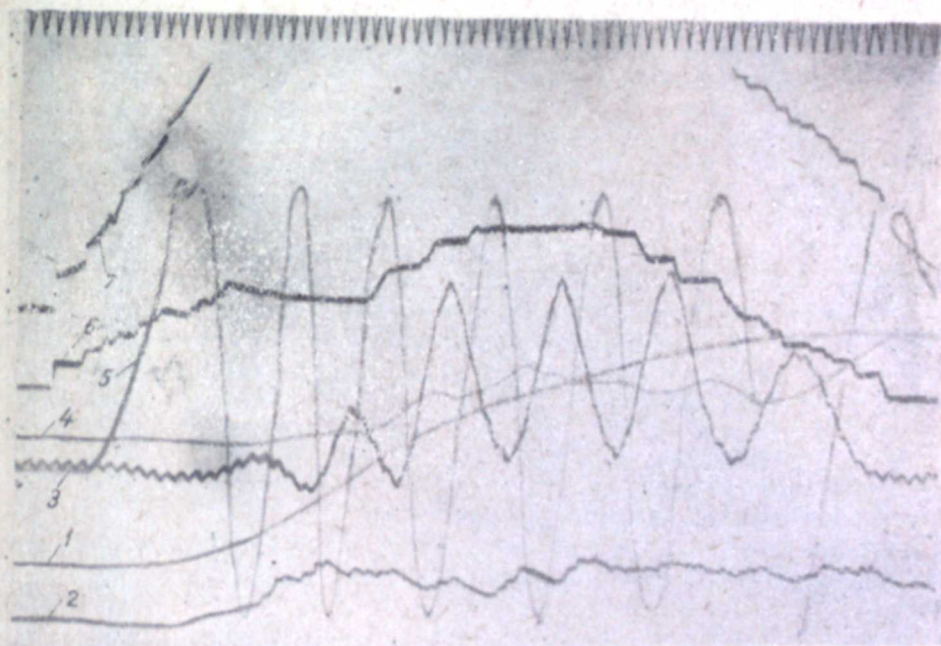


Рис. 4

На рис. 4 приведена одна из осциллограмм, полученных в результате съемки при установке регулятора на линии нагнетания (всего было сделано около 50 съемок). Здесь линия 1 соответствует изменению во времени чисел оборотов насоса, 2 — количеству жидкости в приемном резервуаре; 3 — давлению нагнетания; 4 — положению в пространстве муфты



регулирования; 5—перемещению поршня; 6—силе тока; 7—напряжению тока. Вверху диаграммы видны отметки счетчика времени.

Нетрудно видеть, как с увеличением чисел оборотов начинает подниматься муфта регулирования. Подъем муфты влечет за собой более заметное увеличение количества жидкости в приемном резервуаре. Когда муфта достигает своего верхнего крайнего положения и при дальнейшем увеличении чисел оборотов уже не поднимается, количество жидкости в приемном резервуаре увеличивается значительно быстрее. С увеличением числа оборотов растет также давление нагнетания и ток и уменьшается напряжение.

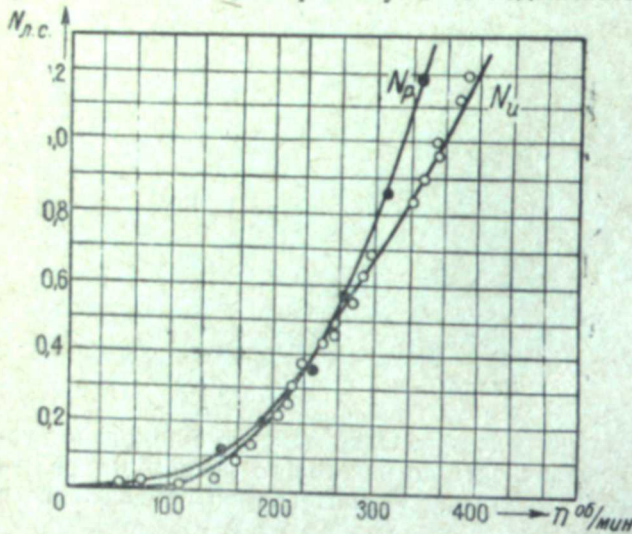


Рис. 5

Совмещение рабочей характеристики насоса НБВ-3, построенной на основании осциллограмм с расчетной характеристикой

Колебания линии перемещения муфты регулирования, при достижении ею крайнего верхнего положения, объясняются увеличением биения приводной муфты при больших оборотах.

Зная число оборотов, увеличение в секунду количества жидкости и давления нагнетания, можно определить эффективную мощность насоса для любого момента времени и построить его рабочую характеристику.

Для проверки результатов можно воспользоваться линиями тока и напряжения, при помощи которых строится рабочая характеристика двигателя.  $P = f(n)$ . Величину  $P$  находим по известной в теории электропривода формуле:

$$P = JU - J^2 R,$$

где  $J$ —сила тока;

$U$ —напряжение тока;

$R$ —сопротивление якоря двигателя.

Так как двигатель непосредственно соединен с насосом то, зная к. п. д. насоса, нетрудно от характеристики двигателя перейти к характеристике насоса.

Регулируя вентилем давление на линии нагнетания, мы стремились приблизить условия лабораторных испытаний к производственным.

Согласно расчетам механизма регулирования для насоса НБВ-3, работающего совместно с ветродвигателем ВД-4 по подъему воды из колодца глубиной 25 м, рабочая характеристика насоса должна изображаться кривой  $N_p$  (рис. 5), соответствующей оптимальному использованию мощности ветроколеса при различных скоростях ветра. Характеристика насоса, полученная в результате анализа осциллограмм, показана на том же рисунке кривой  $N_u$ . Как видно, кривая  $N_u$  не полностью совме-

щается с кривой  $N_p$  и, следовательно, не удовлетворяет требованиям оптимального использования энергии ветра. Это объясняется, во-первых, тем, что нам не удалось приблизить условия лабораторных испытаний к производственным, а, во-вторых,—и главным образом, тем, что срезы муфты регулирования для простоты изготовления насоса были выполнены в виде прямых скосов под углом  $45^\circ$  к оси абсцисс. Это привело к некоторому отклонению условий регулирования от оптимальных и соответствующему изменению рабочей характеристики насоса.

Результаты испытания насоса НБВ-3 показали хорошую работоспособность механизма автоматического регулирования. Это позволило рекомендовать подобный механизм как надежный регулятор для ветронасосных установок при условии выполнения профилирования его срезов согласно требованиям оптимального использования энергии ветра.

В. И. Есман

### «НБВ-3» насосунун автоматик низамасалма механизминин тэчрүбэви тэдгигаты

ХҮЛАСЭ

«НБВ-3» насосунун автоматик низамасалма механизминин сынагдан кечирилмэси, насосун ишини характеризэ эдэн эсас параметрлэрдэн (насосун мөһсулдарлыгы, вурма тэзийги вэ с.) вэ низамасалма муфта-сынын фэзадакы вэзийэтинин даһа дүзкүн өлчүлүб мүййөн эдилмэсини тэлэб этди. Буна ассиллограф васитэсилэ наил олду.

Мөгалэдэ, регуляторун сынагдан кечирилмэсиндэ ишлэдилэн хүсуси датчиклэр тэсвир эдилэрэк, тэчрүбэлэрин методикасы көстэрилир вэ ассиллография нэтичэлэри анализ эдилир.

«НБВ-3» насосунун сынагдан кечирилмэси нэтичэлэринин анализи автоматик низамасалма механизминин яхшы ишлэдийини көстэрир. Бу да, ел насосу гургуларында онун бир э'тибарлы регулятор кими тэтбиг эдилмэсини мэслэһэт көрмэйэ имкан дерир.



Б. К. ЗЕЙНАЛОВ и С. Г. МАМЕДОВА

### ГОМОГЕННЫЙ КАТАЛИЗ ОКИСЛЕНИЯ ПАРАФИНИСТОГО ДЕСТИЛЛАТА С ЦЕЛЮ ПОЛУЧЕНИЯ ОКСИКИСЛОТ

Как известно, при переработке нефти наряду с легколетучими светлыми фракциями в больших количествах получают тяжелые остаточные продукты в виде мазутов и других, представляющих собой сложные смеси высших парафиновых, нафтеновых, ароматических и других типов углеводородов. Использование этих тяжелых остатков и промежуточных продуктов, получаемых при их дальнейшей обработке, представляет большой практический и теоретический интерес. Среди различных путей химической переработки нефтяного сырья заслуживают внимания и процессы окисления этого сырья с целью получения различных ценных кислородсодержащих соединений.

Вопросом окисления газообразных, жидких и твердых углеводородов нефти с целью получения синтетических кислот для замены естественных жиров, масел и других ценных оксипродуктов занимались давно и занимаются по настоящее время. Еще 50 лет тому назад знаменитый русский ученый акад. Н. Д. Зелинский [1] своими многочисленными работами показал возможность получения из нефтяных углеводородов жирных кислот и других оксисоединений.

В результате многочисленных работ советских ученых [2, 3] по окислению нефтяных углеводородов с целью получения заменителей естественных жиров и растительных масел установлено, что самым подходящим сырьем является парафин (твердые метановые углеводороды).

Однако многочисленная область применения парафина лимитирует широкое использование последнего для получения различных ценных оксипродуктов. Отсюда возникает необходимость использования менее ценных продуктов, зачастую отходов нефтяной промышленности, более эффективной утилизации отдельных нефтяных фракций для получения разнообразных кислородсодержащих соединений, применяемых в различных областях промышленности и сельского хозяйства.

В качестве сырья для окисления нами был избран так называемый парафинистый дестиллат, получаемый в качестве побочного продукта при дальнейшей обработке мазутов в смазочные масла. Окислением парафинистого дестиллата занимались С. В. Шишкин [4], В. Варламов и Е. В. Виноградова, Цернер, А. Данилович [5], А. Е. Дабкин и З. В. Соловейчик [6] и др. Указанные авторы при окислении парафинистого дестиллата ста-



вили перед собою задачи, отличные от тех, которые мы ставим в настоящем исследовании.

Нашей основной задачей при окислении парафинистого дестиллата являлось нахождение условий, позволяющих получить оксикислоты (нерастворимые в петролейном эфире кислоты) с большими выходами, в присутствии различных гомогенных катализаторов. Известно, что при окислении нефтепродуктов в той или иной степени, в порядке побочного продукта, получают оксикислоты, которые считались балластом для окислительных процессов, с целью получения карбоновых кислот для нужд мыловаренной промышленности.

Однако за последнее время появились работы, показывающие возможность применения оксикислот в различных областях промышленности и сельского хозяйства. Опыты Шатировой [2, стр. 117] дали хорошие результаты по замене ализаринового масла и лизароля в крашении и печати оксикислотами и сульфоксикислотами. По данным Гинцветмета, оксикислоты, также и в смеси с жирными кислотами, дают хорошие результаты при флотации руд. Разработаны методы [8, 9] получения синтетической олифы на базе синтетических оксикислот взамен натуральной. А. Дринберг [10] предложил получать искусственные олифы из галоидопроизводных алкиленов и солей смеси кислот. Глифталовые смолы и лаки «Эластит», полученные проф. Б. В. Максоровым с сотрудниками [11] в присутствии смеси жирных и оксикислот дали хорошие результаты на практике, в частности при приготовлении электроизоляционных лаков. Г. Петров и Н. Круглова [12] применяли оксикислоты при изготовлении пластмасс, причем в отдельных случаях удавалось заменить фенол до 80%.

Оксикислоты в той или иной степени применялись в мыловаренной промышленности [2, 11]. Благодаря наличию реакционно-способных групп (COOH, OH) в молекулах оксикислот они являются подходящим сырьем для синтеза различных ценных органических соединений [13, 14]. Далее, оксикислоты обладают способностью конденсироваться, полимеризоваться, отщепляя воду, давать непредельные кислоты и т. д. Таким образом, возможности применения оксикислот большие, однако отсутствие процессов и методов получения оксикислот в больших количествах, как в виде смесей, так и в чистом виде, а также способов исследования их природы, является большим тормозом на пути широкого использования этого продукта окисления.

На основании изложенного мы предприняли исследование вопроса каталитического окисления парафинистого дестиллата с целью получения оксикислот, всестороннего изучения их природы и отыскания новых рациональных путей их использования.

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Работа была начата с изучения физико-химических свойств парафинистого дестиллата, получаемого из мазута сураханской отборной нефти при дальнейшей его обработке в смазочные масла. Полученный таким путем парафинистый дестиллат представляет собой жидкость слабожелтого цвета, имеющую специфический запах нефтяных продуктов. Для трех фракций парафинистого дестиллата, а именно: широкой фракции (из резервуара), бокового погона (из концентрационной установки) и верхнего погона (из установки КФУ) определены физико-химические константы, которые сведены в таблицу 1.

Окисление парафинистого дестиллата производилось в стеклянном реакторе высотой 100 см и диаметром 4 см, приготовленном из стекла (пирекс), снабженном дырчатым барбатером для подачи воздуха и при-

Таблица 1

№ по пор.	Наименование физико-химических констант	Широкая фракция из резервуара	Боковой погон (с концентр. установки)	Верхний погон (с установки КФУ)
1	Удельный вес при 20°C	0,873	0,8833	0,870
2	Т-ра застывания	15°C	16°C	17°C
3	Цвет по N.P.A.	2 марок	2	2
4	Т-ра вспышки по Бренкелю	132°C	182°C	ниже 70°C
5	Вязкость $\Delta_{50}$	1,94	2,66	1,58
6	Разгонка по Энглеру н. к.	283°C	301°C	138°C
7	Выкипаемость 360—340	47 см <sup>3</sup>	21 см <sup>3</sup>	37 см <sup>3</sup>
8	Кислотное число по КОН	0,4	0,65	0,34
9	Число омыления	0	1,32	0
10	Иодное число	44,5	32,5	1,4789
11	Коэффициент лучепреломления при 20°C	1,4865	1,4902	—
12	%-ное содержание ароматич. углеводородов	19,55	—	—
13	%-ное содержание нафтенных углеводородов	36,6	—	—
14	%-ное содержание метанов углеводородов	43,85	—	—
15	Содержание твердого парафина	—	17,87	—
16	Средний молекулярный вес по криоскопическому методу	299,13 294,44		

способленном к нему системой для улавливания легколетучих продуктов, образующихся во время реакции. Путем варьирования температуры, количества продуваемого воздуха, продолжительности и других факторов, процесс направлялся в сторону получения оксикислот с большими выходами. В качестве катализатора применялся карбоново-кислый марганец, приготовленный из карбоновых кислот, получаемых при окислении парафинистого дестиллата.

Вначале окислению подвергалась лишь широкая фракция парафинистого дестиллата.

### Окисление неочищенного парафинистого дестиллата без катализатора

По окислению неочищенного продукта было поставлено два опыта в различных условиях (таблица 2) в отсутствие катализатора. Состояние процесса контролировалось анализом взятых проб. Последние брались через каждые два часа. Результаты анализов по двум опытам показаны в таблице 2.

Из таблицы видно, что неочищенный парафинистый дестиллат без катализатора в условиях как первого, так и второго опытов практически не окисляется. Хотя повышение температуры и увеличение количества продуваемого воздуха положительно влияют на ход реакции, тем не менее оксипродукты получаются в очень незначительном количестве.

Достаточно указать, что исходный продукт, имевший кислотное число 0,518 по едкому кали, после 10-часового окисления имел кислотное число 0,992, что совершенно неудовлетворительно.

Дальнейшее продолжение окисления не приводит к желаемым результатам, так как при этом продукт темнеет и наступает период осмоления.



Таблица 2

№ опыта	Загрузка в г	Т-ра реакции в °С	Кол. воздуха в л/час	Продолж. процесса в час.	Анализ окисленного продукта*				Цвет окислен. продукта
					выход в г	выход в %	кислотное число	число омыления	
1	650	125—130	510	2	—	—	0,562	1,84	Сл. красный
				4	—	—	0,683	2,68	
2	402	160—170	612	6	546,91	84,14	0,687	2,72	Темнокрасный
				2	—	—	0,564	1,90	Сл. красный
				4	—	—	0,689	2,69	"
				6	—	—	0,702	3,02	Темнокрасный
				8	—	—	0,897	3,20	Бурый
				10	305,52	76,0	0,992	3,45	Темнобурый

\*Окисленным продуктом называется как здесь, так и в дальнейшем продукт, оставшийся после процесса в окислительной колонке.

### Окисление неочищенного парафинистого дестиллата в присутствии катализатора

Неочищенный парафинистый дестиллат в количестве 350 г подвергался окислению в присутствии карбоново-кислого марганца. Катализатор вводился в окислительную колонку в виде горячего раствора парафинистого дестиллата. При введении катализатора температура реакционной смеси поднялась до 140°С (первоначальная т-ра реакции—120°С), затем понизилась до 120°С и до конца процесса, т. е. в течение 14 часов, поддерживалась при 116—120°С. Воздух продувался через реакционную смесь из расчета 612 л/час. Для исследования смеси кислот, последняя отделялась от неомыляемой части, согласно разработанной нами методике, с помощью селективных растворителей (в системе спирт—бензин). Результаты анализа окисленного продукта даны в таблице 3.

Таблица 3

№ опыта	Время в час.	Выход в г	Константы окисленного продукта				
			выход в %	кислотное число	число омыления	эфирное число	ацетильное число
3	2	—	—	9,5	35,23	35,73	нет
	4	—	—	14,26	52,06	37,8	
	5	—	—	16,14	54,68	38,54	
	8	—	—	22,7	68,31	45,61	
	10	—	—	26,61	87,1	60,49	
	14	265	75,71	26,8	87,9	61,1	

Результаты анализа опыта № 3 показывают, что неочищенный парафинистый дестиллат в присутствии катализатора окисляется гораздо луч-

ше, чем без такового. Однако процесс протекает гладко в течение некоторого времени, затем наступает период его торможения и прекращения, вследствие чего основная часть исходного продукта не окисляется, окисленные продукты, в особенности оксикислоты, получают в незначительном количестве (ацетильное число—21,55). Появление гидроксильной группы после 8-часового окисления свидетельствует о том, что оксикислоты получают в результате вторичных реакций, т. е. за счет дальнейшего окисления карбоновых кислот.

Окончательное решение вопроса о механизме образования оксикислот является предметом нашего дальнейшего исследования.

После 14-часового окисления смеси кислот имели следующие константы:

выход в %	— 15,9
кислотное число	— 93,9
число омыления	— 203,2
эфирное число	— 109,3
ацетильное число	— 21,66
% неомыляемых	— 15,6

Неокисленная часть (неомыляемые) после отделения от оксипродуктов имела следующие показатели:

выход в %	— 84,1
кислотное число	— 12,0
число омыления	— 44,4
эфирное число	— 32,4
ацетильные числа	— не обнаружены
% неомыляемых	— 80,2

Следует отметить, что при отделении оксипродуктов от неокисленной части получается промежуточное вещество (повидимому, более высокомолекулярные оксисоединения), не растворимое ни в бензине, ни в спирте, исследование которого представляет большой интерес. Это высокомолекулярное вещество в условиях опыта получилось в порядке 16,8%.

Из практики окисления жидких и твердых нефтяных углеводородов известно, что наличие ароматических углеводородов или продуктов их окисления тормозит процесс окисления, что вытекает и из наших опытов. Поэтому с целью предотвращения отрицательного влияния указанных продуктов исходное сырье подвергалось серноокислотной очистке. Ароматические и непредельные углеводороды удалялись из парафинистого дестиллата с помощью технической серной кислоты с удельным весом 1,83 при 23,5°С. Опытным путем было установлено, что серная кислота, взятая в количестве 18—20% на исходное сырье, практически обеспечивает степень очистки последнего и позволяет вести окисление до желаемой глубины. При взятии серной кислоты в количестве 20% на исходное сырье потери последнего составляют 13,6%.

### Окисление очищенного парафинистого дестиллата в присутствии катализатора

Окисление очищенного парафинистого дестиллата производилось в присутствии карбоново-кислого марганца. Катализатор, растворенный в парафинистом дестиллате в горячем виде, в два приема прибавлялся в окисляемую массу. При прибавлении катализатора реакционная смесь окрашивается в темный цвет, через 10 минут она светлеет, температура поднимается, что означает начало реакции. Образовавшаяся пена становится белой с желтым оттенком, что указывает на интенсивное протекание реакции. По мере продолжения процесса окисления высота пенного столба уменьшается, реакционная смесь густеет, тяжелеет и темнеет. Результаты анализов взятых проб и смесей отдельных компонентов окисленного продукта даны в таблице 4.



Таблица 4

№ опыта	Характеристика очистки		Режим окисления		Анализ продуктов																
	Характеристика очистки	загрузка	катализатор	температура окисления в °С	кол. воздуха в л/час	наименование исследуемого продукта	продолжительность процесса в час.	выход в %	выход в г	время окисления в час.	выход в %	эфирное число	ацетиальное число	эфирное число	неомыляемое число	% неомыляемых	число угля после угля	число угля в %	средний молекулярный вес по Кч.	консистенция	цвет
4	20% H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> (техническ.)	400	Карбонново-кислый марганец	130	900	окислени. продукт	4	—	—	20,35	76,14	56,05	16,02	—	—	87,1	—	—	—	жидкая	слабокрасн. желто-красный бурый
						смесь к-т	8	318	79,5	23,45	82,4	58,95	20,15	—	—	76,9	—	—	—	•••	•••
						оксис-лоты карбон. к-ты неомыляемая часть	12	98,55	31,0	28,9	100,4	71,4	34,55	—	—	69,0	—	—	—	•••	•••
							•	•	•	123,41	197,0	73,59	109,37	—	—	9,2	—	—	—	•••	•••
							•	•	•	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
							•	•	•	47,0	202,5	65,5	171,78	12,4	12,4	6,81	147,0	38,17	38,17	полужидкая	черный
							•	•	•	51,58	198,1	101,1	48,2	24,91	24,91	16,88	116,46	482	—	•••	•••
							•	•	•	219,42	7,37	6,59	нет	12,5	12,5	96,76	—	—	—	жидкая	•••

Таблица 5

№ опыта	Характеристика очистки		Режим окисления		Анализ окисленных продуктов																
	Характеристика очистки	загрузка	катализатор	температура окисления в °С	кол. воздуха в л/час	продолжительность процесса в час.	время окисления в час.	выход в %	выход в г	время окисления в час.	выход в %	эфирное число	ацетиальное число	эфирное число	неомыляемое число	% неомыляемых	число угля после угля	число угля в %	средний молекулярный вес по Кч.	консистенция	цвет
5	20% H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> (технич.)	500	Карбонново-кислый марганец	145 150	900	окислен. продукт	2	—	—	18,86	22,22	22,52	95,89	73,37	9,33	—	—	—	—	жидкая	слабокоричн. коричневатый
						оксис-лоты	4	—	—	22,22	161,61	226,9	65,29	67,36	27,17	—	—	—	—	•••	•••
						карбон. кислоты	4	—	—	77,78	76,9	176,2	99,3	99,3	—	29,43	—	—	—	•••	•••
						окислен. продукт	1	—	—	—	—	26,14	105,77	79,60	9,62	68,42	—	—	—	•••	•••
						смесь кислот	1	—	—	21,05	120,39	182,7	62,31	62,31	19,66	23,43	—	—	—	•••	•••
						оксис-лоты	•	—	—	—	—	126,4	154,4	30,0	19,7	—	—	—	—	•••	•••
						карбон. кислоты	•	—	—	—	—	98,39	196,92	98,53	24,06	—	—	—	—	•••	•••
						окислен. продукт	7	395	29	—	—	30,0	120,2	90,2	12,1	71	—	—	—	•••	•••
						смесь кислот	•	—	—	20,85	29	103,25	188,0	184,75	22,31	—	—	—	—	•••	•••
						оксис-лоты	•	—	—	45,43	50	139,78	243,7	103,92	28,34	8,47	—	—	—	•••	•••
						карбон. кислоты	•	—	—	45,42	50	116,8	161,8	45,0	—	26,07	—	—	—	•••	•••

Примечание. Процент окис-и карбоновых кислот дается по отношению к смеси кислот, окисленного продукта—по отношению к исходному сырью.

Эти данные отчетливо показывают, что очищенный парафинистый дестиллат окисляется гораздо лучше, чем неочищенный. Далее в условиях опыта происходит сравнительно глубокое окисление. По мере продолжения процесса окисления количество оксипродуктов увеличивается и после 12-часового окисления достигает 31% по отношению к окисленному продукту. Постепенное увеличение ацетиальных чисел показывает, что, по мере продолжения процесса, выход оксикислот увеличивается и после 12-часового окисления составляет почти половину смеси кислот.

Продолжая изучение оптимальных условий, позволяющих получить оксикислоты с максимальными выходами, нами был поставлен еще ряд опытов в присутствии марганцевой соли органических кислот. Режим отдельных опытов, результаты исследования полученных оксипродуктов приведены в таблицах 5, 6, 7, 8.

Данные опытов №№ 5, 6, 7, 8 четко показывают, что в условиях опытов происходит глубокое окисление, увеличивается суммарное количество оксипродуктов, из коих значительное количество падает на долю оксикислот. Однако отдельные факторы или группы последних различно влияют на образование целевого продукта (оксикислоты). Если сравнить данные таблиц 6 и 7 с данными таблицы 4, то нетрудно заметить, что при повышении температуры на 15—20°С и изменении характера очистки количество образовавшихся оксипродуктов за единицу времени (среднечасовой выход) увеличивается в 2½ раза. Изменяя способ очистки исходного сырья, т. е. при дальнейшей обработке очищенного парафинистого дестиллата раствором едкого калия (из расчета 1% на исходное сырье) и, изменяя порядок ввода катализатора, удается увеличить количество полученных оксипродуктов (см. данные таблиц 6 и 7). Например, в условиях опыта № 5 положенное количество катализатора вводилось сразу при температуре окисления 110°С. В условиях же опытов №№ 6 и 7 катализатор вводился в два приема в начале реакции при t-ре 120°, при 145°С—после 4-часового окисления (опыт № 6) и в начале реакции 150° и 145°С—после 4-часового окисления в условиях опыта № 7. Сопоставление данных таблиц 5, 6, 7 показывает, что кратность ввода катализатора и повышение температуры окисления, при которой вводится катализатор, положительно влияют как на суммарное количество оксипродуктов, так и на выход оксикислот.

Наряду с этим следует отметить, что бесконечное изменение отдельных факторов или групп последних не всегда приводит к желаемым результатам. Лишь правильное сочетание отдельных факторов и нахождения приемлемых пределов последних дают положительные результаты.

Из данных опыта № 8, приведенных в таблице 8, вытекает, что условия опыта непригодны для получения оксикислот. При этом опыте основная часть окисляемого продукта, т. е. около 52%, уходит из зоны окисления (что нельзя считать рентабельным), за короткий период времени окисляемый продукт чернеет, осмоляется, превращается в твердую массу. Физико-химические показатели полученных оксипродуктов неудовлетворительны. Незначительное количество ацетиальных чисел и увеличение иодного числа показывают, что полученные оксикислоты расщепляются и в дальнейшем превращаются в смолистые вещества.

Более приемлемым режимом для получения оксикислот в присутствии карбонново-кислого марганца мы считаем условия опыта № 7, при котором получается окисленный продукт, содержащий около 46% оксисоединений.

Выход оксикислот (т. е. кислот нерастворимых в петролейном эфире) составляет по отношению к оксипродуктам 90%, по отношению к окисляемому исходному сырью—41,02%. Эти оксикислоты почти черного цве-



Таблица 6

№ опыта	Режим окисления						Наименование исследуемого продукта
	характеристика очистки	загрузка в г	катализатор	т-ра окисления в °C	колич. воздуха в л/час	продолжит. процесса в час.	
6	20% технич. и 1% КОН	400	Карбоново-кислый марганец	145 150	900	7	окисленный продукт " смесь кислот оксикислоты карбоновые кислоты дестиллаты

## Анализ окисленных продуктов

время окисления в час.	Анализ окисленных продуктов							консистенция	цвет	
	выход в г	выход в %	кислотное число	число омыления	эфирное число	ацетильное число	иодное число			% неомыляемых
4	—	—	33,29	122,23	—	—	9,39	—	жидкая	слабо-красный
7	318	79,5	37,18	161,3	124,12	—	9,9	54,5	"	коричневый
"	144,6	45,5	120,0	221,25	101,25	104,41	26,59	14,0	полутвердая	темнокоричневый
"	99,77	69	130,62	249,48	118,86	—	28,14	3,35	"	"
"	46,83	31	101,43	220,0	118,57	—	20,04	24,37	жидкая	черный
"	93	23,25	34,74	86,69	51,95	—	20,85	82,9	"	слабо-красный

Примечание. Дестиллатами здесь и в дальнейшем мы называем летучие продукты, увлеченные из реакционной зоны и уловленные в ловушках. Процент дестиллатов дается по отношению к исходному сырью.

Таблица 7

№ опыта	характеристика очистки	Режим окисления				Анализ продуктов			
		загрузка в г	катализатор	к-ра окисления в °C	колич. воздуха в л/час	наименование исследуемого продукта	время окисления в час.	выход в г	выход в %
7	20% технич. и 1% КОН	400	Карбоново-кислый марганец	145 150	900	окисленный продукт " смесь кислот окисленный продукт " смесь кислот оксикислоты " карбоновые кислоты " неомыл. часть " дестиллаты	2 7	— 256	— 25 64
"	"	"	"	"	"	" смесь кислот	"	117,25	45
"	"	"	"	"	"	" оксикислоты	"	105,525	90
"	"	"	"	"	"	" карбоновые кислоты	"	11,725	10
"	"	"	"	"	"	" неомыл. часть	"	138,75	54,2
"	"	"	"	"	"	" дестиллаты	"	98	26,5

Продолжение таблицы 7

Анализ продуктов									
кислотное число	число омыления	эфирное число	ацетильное число	иодное число	% неомыляем.	кислотное число после учета % неомыл.	средний молек. вес по кислотн. числу	консистенция	цвет
21,01	85,71	64,7	—	—	75	—	—	жидкая	темнокор.
125,0	243,0	118	172,4	—	—	—	—	полужидкая	темнокор.
35,04	137,97	109,23	—	—	54,2	—	—	"	бурый
131,91	284,2	152,29	167,04	27,19	14,7	154,64	362,8	"	темнокор.
124,33	255,68	131,35	236,08	26,16	3,2	128,4	437,3	"	"
85,48	360,93	274,45	22,95	24,28	—	—	—	жидкая	"
1,97	29,5	27,53	нет	14,83	—	—	—	"	темный
33,81	86,4	52,59	—	—	—	—	—	"	красный

Таблица 8

№ опыта	Режим окисления						Наименование исследуемого продукта
	характер очистки	загрузка в г	катализатор	т-ра окисления в °C	колич. воздуха в л/час	продолжит. процесса в час.	
8	20% технич. H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	400	Карбоново-кисл. марганец	181 186	900	3	окисленный продукт " смесь кислот оксикислоты карбоновые кислоты дестиллаты

## Анализ окисленных продуктов

время окисления в час.	Анализ окисленных продуктов							консистенция	цвет	
	выход в г	выход в %	кислотное число	число омыления	эфирное число	ацетильное число	иодное число			% неомыляемых
3	193	48,25	38,98	137,4	108,42	—	12,99	34,9	твердая	черный
"	125	64,76	72,28	148,12	75,84	—	22,82	42,1	полужидкая	"
"	112,3	89,9	86,6	167,89	81,29	110,91	38,99	25,68	твердая	"
"	12,7	10,1	50,8	139,1	88,3	20,3	19,6	—	полужидкая	"
"	214	53,5	21,2	36,9	15,7	—	8,61	—	жидкая	красный



та с красным оттенком, полужидкие, при стоянии образуют глянцевые пленки на поверхности, очень вязкие, хорошо растворяются в серном эфире, бензоле, дихлорэтаноле, четыреххлористом метане, ацетоне и других органических растворителях. В воде, в легком бензине они нерастворимы.

На основании проделанной работы можно сделать следующие выводы.

1. Неочищенный парафинистый дистиллат, как при низких так и при высоких температурах, принятых для окисления твердых и жидких углеводородов, без катализатора практически не окисляется. Напротив, в присутствии катализатора, в частности карбоново-кислого марганца, окисление протекает успешно. Наряду с этим в последнем случае процесс протекает гладко в течение определенного периода времени, а затем реакция резко прекращается.

2. Парафинистый дистиллат, очищенный технической серной кислотой из расчета 18—20% на исходное сырье, как при низких, так и при высоких температурах, в присутствии катализатора, окисляется гораздо лучше, чем неочищенный. Установлены условия, позволяющие получить оксикислоты с большими выходами (90% по отношению к смеси оксипродуктов) при окислении очищенного парафинистого дистиллата в присутствии катализатора—карбоново-кислого марганца.

В условиях наших опытов оксикислоты (рано или поздно, в зависимости от условий процесса) образуются в определенной стадии реакции за счет вторичных реакций, т. е. дальнейшего окисления карбоновых кислот.

3. Охарактеризованы смеси окисленных продуктов, оксикислот, карбоновых кислот, легколетучих продуктов процесса (дистиллатов) и неомыляемых продуктов. Определены выходы этих продуктов в зависимости от условий процесса. Установлено, что эти оксипродукты по своим физико-химическим свойствам сходны с оксипродуктами, получаемыми при окислении других нефтяных продуктов.

4. Исследованы некоторые физико-химические свойства как неочищенного, так и очищенного бакинского парафинистого дистиллата, получаемого при обработке мазутов в смазочные масла.

Исследование окисления парафинистого дистиллата продолжается.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Н. Д. Зелинский—ЖРФХО, 1, 968, 1902.
2. Сборник статей под ред. Г. С. Петрова и А. Ю. Шпирте—«Заменители растительных масел и жиров». Стандартгиз, 1935.
3. В. К. Цысковский—Окисление петролатума и парафина. Гостоптехиздат, 1948.
4. С. В. Шишкин—Сборник статей под ред. Г. С. Петрова и А. Ю. Шпирте—«Заменители растительных масел и жиров», стр. 93, Стандартгиз, 1935.
5. В. Варламов и Е. Виноградова—Продукт окисления нефтяных углеводородов. Пищепромиздат, 1937.
6. А. Е. Дабкин и З. В. Соловейчик—ЖПХ, т. XXIII, № 12, 1950, стр. 1326.
7. Г. С. Петров, А. Данилович и А. Рабинович—Развитие методов окисления минеральных масел и техническое использование полученных продуктов 1933.
8. Сборник статей—«Заменители растительных масел и жиров», статья Ш. Сербина, стр. 137, Стандартгиз, 1935.
9. В. К. Цысковский—Труды ЦНИЛ—«Окисление керосина с целью получения заменителей олиф». Л., 1948.
10. А. Дринберг—«За лакокрасочную индустрию» № 2, 1933.
11. Материалы производственных совещаний по окислению парафина в МХТИ, 1932.
12. Г. Петров и Н. Круглова—Доклад на НИТО в МХТИ.
13. А. П. Крешков—ЖОХ, т. 17, вып. 1, 1947.
14. Б. И. Михантьев—Сообщение о научных работах членов ВХО им. Д. И. Менделеева, вып. 3, стр. 7, 1951.

Б. К. Зейналов ва К. С. Мамедова

### Парафин дестиллатындан гомокен каталитик оксидлэшдирмэ васитэсилэ окситуршуларын алынмасы

#### ХҮЛАСӘ

Нефт карбогидрогенлериндэн вә нефтин э'малы мәнсулларындан оксидлэшмә йолу илә мұхтәлиф оксикенли бирлэшмәләр алынмасы мұһим мәсәләдир. Бу мәсәлә илә кимячылар чохдан бәридик ки, мәшғул олурлар. Сүбут эдилмишдик ки, нефт мәнсулларындан оксидлэшмә йолу илә үзви туршулар алмаг үчүн ән ярарлы маддә бәрк һалда олан парафиндир (метан карбогидрогенләри). Лакин парафин мұхтәлиф саһәләрдә ишләдилдийиндән, ону аз гиймәтли олан башга нефт мәнсуллары илә әвәз этмәк лазым қәлир. Бу мәгсәдлә дә биз мұхтәлиф үзви туршулар алмаг үчүн мазутлардан сүрткү яғлары истәһсалында бир әләвә мәнсул олараг алынған парафин дестиллатыны гомокен катализатор иштиракы илә оксидлэшдирдик. Парафин дестиллатыны оксидлэшдирмәкдән мәгсәдимиз, башга оксикен төрәмәләрлә бәрабәр, чохлу мигдарда окситуршу алмаг вә онлары әтрафлы өйрәнмәк иди. Оксидлэшмә процесин 100 см һүндүрлүйүндә, 4 см эниндә, һава бурахмаг үчүн мәсамәләри олан шүшә барбатердә вә реаксия заманы әмәлә кәлән йүнкүл мәнсуллары тутмаг үчүн гәбуләдичиләр системи илә тәҷһиз олунмуш реакторда апарылды.

Көрүлән ишдән ашағыдакы нәтичәләр әлдә эдилди:

1. Тәмизләнмәмиш парафин дестиллаты алчаг вә йүксәк температурда (мае вә бәрк карбогидрогенләрин оксидлэшмәси үчүн гәбул эдилмиш температурларда) катализаторун иштиракы олмадан оксидлэшмир, катализатор иштирак этдикдә исә оксидлэшмә процесин яхшы кедир. Бунула бәрабәр гәйд этмәк лазымдыр ки, тәмизләнмәмиш парафин дестиллатынын оксидлэшмәси, катализаторун иштиракы илә аз бир мүддәт яхшы кедир, сонра эәифләйир вә истәнилән мәгсәди әлдә этмәк мүмкүн олмур.

2. Техники күкүрд туршусу илә тәмизләнмиш парафин дестиллаты, тәмизләнмәмиш дестиллата нисбәтән алчаг вә йүксәк температурларда, катализаторун иштиракы илә чох яхшы оксидләшир. Тәмизләнмиш парафин дестиллатыны 145—150°C температурда, катализатор олараг йүксәк молекулалы үзви туршуларын манган дузу көтүрүлүб 7 саат әрзиндә оксидлэшдирдикдә 45% оксикен бирлэшмәләри олан реаксия мәнһулу алыныр. Алынған оксикен бирлэшмәләринин тәхминән 90%-ини окситуршулар тәшкил эдир. Гәйд этмәк лазымдыр ки, апардығымыз тәҷрүбәләрдә окситуршулар реаксиянын мүйәйән мүддәт әрзиндә, икинчи дәрәчәли реаксиялар һесабына, даһа доғрусу, реаксиянын әвәлиндә алынмыш карбо-туршуларын оксидлэшмәси нәтичәсиндә алыныр.

Әмәлә кәлән окситуршулар, карбон туршулары, реаксия зонасында һава васитәсилә чыхарылан йүнкүл оксикен төрәмәләри вә оксидлэшмәйән һиссә үмуми тәрзәдә характеризә олунур. Өз физики вә кимйәви хасәләри э'тибарилә бу алынған оксидлэшмә мәнсуллары, башга нефт мәнсулларынын оксидлэшмәсиндән алынған бирлэшмәләрә бәнзәйир.

3. Парафин дестиллатынын бә'зи физики вә кимйәви хасәләри тәдгиг олунмушдур, оксидлэшмә тәдгигаты исә давам этдирилир.



А. К. МИСКАРЛИ и Т. ГАСАНОВА

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕКОТОРЫХ ПОРОД  
ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА  
НА КАЧЕСТВА ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ**

Проводка нефтяных скважин на Апшеронском полуострове зачастую протекает в весьма осложненных геологических условиях, связанных с обвалообразованием, сужением ствола скважин, прихватом бурового инструмента, водогазопрооявлениями и др.

Успех бурения на этих геологически осложненных участках в значительной степени зависит от надлежащего качества применяемых глинистых растворов.

Для борьбы с осложнениями в бурении необходимо исследовать основные факторы, от которых зависит изменение качества глинистых растворов в процессе бурения.

Во время изготовления и применения глинистых растворов в состав последних попадают различные компоненты, как например, химические реагенты, утяжелители, буровые воды, выбуренные породы, нефтяные газы и др. В результате действия этих компонентов изменяются качества глинистых растворов в ту или другую сторону. Следует отметить, что одной из мало изученных сторон в вопросе о глинистых растворах является вопрос о характере влияния вышеуказанных компонентов на качество глинистых растворов, а также разработка эффективных мер регулирования показателей растворов в присутствии этих компонентов.

Изучение указанных вопросов имеет как теоретическое, так и практическое значение для борьбы с некоторыми осложнениями в бурении.

В разрезе данной проблемы в 1950 г. нами в лаборатории глинистых растворов Института химии Академии наук Азербайджанской ССР проводились исследования по вопросу влияния пластовых вод на качество глинистых растворов и мерах борьбы с вредным действием некоторых пластовых вод [1].

В указанной работе сначала выяснено действие некоторых электролитов, содержащихся в составе буровых вод, на качество глинистых растворов, и изучена эффективность химической обработки последних путем применения различных химических реагентов. После этого исследовано влияние непосредственно пластовых вод на основные параметры глинистых растворов и одновременно разработаны соответствующие меры, направленные на предотвращение коагулирующего действия некоторых бу-



ровых вод верхнего отдела продуктивной толщи Апшеронского полуострова.

В процессе бурения в жидкую фазу глинистых систем кроме буровых вод попадают выбуренные породы из различных горизонтов продуктивной толщи и последние неодинаково действуют на качество глинистых растворов.

К. Ф. Жигач [2] изучил действие некоторых пороодообразных минералов в высокодисперсном, порошкообразном состоянии на качество глинистых растворов. В указанной работе изучено влияние  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$  (кварцевые и алюмосиликатные породы) на основные показатели глинистых растворов, изготовленных из краснокамских и ичимбаевских глин. Установлено, что среди исследованных пород наибольшее отрицательное действие имеют сульфатные породы (гипс и ангидрид), так как 10%-ное содержание их делает глинистый раствор непригодным для бурения. Агрессивное действие сульфатных пород автор объясняет обменной реакцией между гипсом и глинистыми частицами.

Н. И. Щацов [3] разделяет по своему действию выбуренные породы на две основные группы и соответственно с этим рекомендует предъявлять различные требования к качествам глинистых растворов.

Автор указывает, что по своему химическому составу некоторые породы инертны и поэтому существенно не изменяют свойств глинистых растворов. В этом случае роль глинистого раствора сводится к выносу выбуренных пород и успех работы зависит от скорости закачиваемого в скважину глинистого раствора.

Некоторые другие породы по своей химической природе активны по отношению к глинистому раствору. При этом выбуренные породы ухудшают качества применяемых глинистых растворов. В этом случае основную роль играет состав глинистого раствора и его надлежащая химическая обработка.

Следует отметить, что геологические условия бурения Апшеронского полуострова отличаются от таковых восточных нефтяных районов СССР, так как структура и состав продуктивной толщи Апшерона имеют свою специфику. Между тем до сих пор не изучен характер действия выбуренных пород продуктивной толщи Апшерона на основные параметры применяемых глинистых растворов.

Исходя из этих соображений в 1951 г. проводилось нами исследование по выяснению характера действия выбуренных пород отдельных горизонтов продуктивной толщи Апшерона, а также изучена эффективность химической обработки глинистых растворов в присутствии этих пород путем соответствующей химической обработки.

В настоящей статье приводятся некоторые результаты этой работы по части влияния пород продуктивной толщи на основные параметры глинистых растворов.

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### Химические и физико-химические исследования исходных материалов

Прежде чем приступить к изучению влияния пород продуктивной толщи на качество глинистых растворов, нами большое внимание уделено правильному выбору и отбору исходных материалов, каковыми являлись исходные глины и различные породы.

Образцы пород отобраны нами в присутствии доктора геол.-мин. наук проф. А. Д. Султанова и инж. Д. Д. Мазанова из обнажений отдельных

свит продуктивной толщи Апшеронского полуострова в Кирмакинской и Ясамальской долинах.

Характеристику взятых проб приводим в таблице 1.

Таблица 1

№ образца	Наименование свит продуктивной толщи, из которых взяты пробы	Характеристика пород
1	Подкирмакинская (ПК)	Светлосерые и среднезернистые пески
2	Кирмакинская (КС)	Светлосерые глинистые пески
3		Серо-бурые среднезернистые нефтеносные пески
4		Тонкозернистые, серые, песчаные глины
5	Надкирмакинская песчан. (НКП)	Темнобурые, среднезернистые нефтеносные пески
6		Желтовато-серые, средне- и крупнозернистые пески
7	Надкирмакинская глинистая (НКГ)	Серая песчаная глина с налетами желтого минерала (ярозит)
8	Балаханская Сабучинская Сураханская	Желтая песчаная глина
9		Светлосерая песчаная глина
10		Желто-серая песчаная глина

Из данных таблицы 1 видно, что пробы исходных пород отобраны из характерных геологических горизонтов нижнего и верхнего отделов продуктивной толщи Апшеронского полуострова.

Далее образцы пород подвергались некоторым важным с точки зрения глинистых растворов химическому и физико-химическому анализу. В частности определялись: естественная влажность, удельный вес, сумма и химический состав растворимых солей.

Результаты этих анализов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты физико-химических и химических анализов пород продуктивной толщи Апшерона

№ пробы	Влажность, %	Удельный вес	Сумма растворимых солей, %	Анализ состава растворимых солей, %				
				$\text{HCO}_3^-$	$\text{Cl}^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$
1	6,33	2,50	0,53	0,0255	0,0089	0,2945	0,1115	0,0087
2	9,45	2,71	0,19	0,0300	0,0089	0,1565	0,0472	0,0187
3	8,04	2,50	0,14	0,0600	0,0089	—	0,0114	0,0017
4	12,68	2,70	0,82	0,0875	0,1887	0,1009	0,0114	0,0087
5	5,08	2,54	0,58	0,0450	0,0090	—	0,0186	0,0087
6	2,48	2,71	0,07	0,0300	0,0055	—	0,0042	0,0043
7	14,31	2,56	1,42	0,0375	0,2664	0,5850	0,0829	0,0109
8	5,00	2,64	3,06	0,0487	1,7622	0,1009	0,0358	0,0109
9	5,28	2,75	3,46	0,0375	1,9136	0,1895	0,0400	0,0096
10	5,43	2,65	1,94	0,0638	1,054	0,1174	0,0043	0,0030

Из данных таблицы 2 явствует, что естественная влажность исследованных пород колеблется в пределах 2,48—14,31%; сравнительно большую влажность имеют глинистые породы. Удельные веса этих пород колеблются в пределах 2,5—2,75.



Кроме того, исследованные породы продуктивной толщи отличаются друг от друга как по общему количеству, так и по химическому составу растворимых солей. Так, например, общее количество растворимых солей больше у пород верхнего отдела, чем у пород нижнего отдела. Далее, породы верхнего отдела содержат больше хлористых соединений, чем породы нижнего отдела и, повидимому, хлористые соединения у пород верхнего отдела, в основном, состоят из хлористого натрия. Сравнительно большим содержанием хлоридов отличаются глинистые и песчанисто-глинистые породы.

#### Определение набухаемости—смачиваемости пород

Набухаемость отдельных пород может служить наиболее важным фактором для выяснения их действия на качество исходных глинистых растворов, так как набухаемость характеризует степень гидратации и гидрофильности выбуренных пород.

Набухаемость различных пород была определена на пресной воде и морской воде методом Э. Г. Кистера [4]. Определение набухаемости мы производили с воздушно-сухими породами, измельченными до прохождения через сито в 4900 отверстий на 1 см<sup>2</sup>. Величина навески пород во всех случаях была около 0,15 г.

Результаты определения набухаемости—смачиваемости некоторых глинистых, песчано-глинистых и песчаных пород приведены в таблице 3.

Таблица 3

№ пробы	Наименование пород	Максимум набухаемости или смачиваемости, %	
		на пресной воде	на морской воде
4	Песчанистые глины	384,1	265,1
5	Глинистые пески	366,0	358,2
6	Пески	104,2	99,3

Из полученных данных вытекает, что глинистые пески и песчанистые глины имеют сравнительно большую набухаемость. Что касается песков, то поглощенное ими количество воды показывает, в основном, не набухаемость, а смачиваемость.

Таким образом, глинистые и песчано-глинистые породы по своей гидрофильности имеют сравнительно большую набухаемость—смачиваемость, чем песчанистые породы; поэтому первые способствуют резкому повышению структурно-механических свойств рабочих глинистых растворов.

#### Характеристика нормальных глинистых растворов, полученных из некоторых глинистых пород продуктивной толщи

Из исследованных некоторых глинистых пород продуктивной толщи мы изготовляли нормальные глинистые растворы как на пресной воде, так и на морской воде с вязкостью по СПВ-5 равной 22 сек.

Параметры этих растворов приведены в таблице 4.

Таблица 4

№ пробы	На какой воде	Вязкость	Уд. вес	Отстой	Стабильн.	Водоотдача (30 мин.)	Корка в мм	Статич. напряж. сдвига, мг/см <sup>2</sup>	
								1	10
4	Пресная	22	1,23	0	0,00	17	2,0	67	73
	Морская	22	1,34	10	0,01	32		56	56
8	Пресная	22	1,40	3	0,00	33	5	39	44
	Морская	22	1,40	5	0,04	51		26	27
9	Пресная	22	1,32	1	0,01	34	5	136	153
	Морская	22	1,37	3	0,02	44		119	119
10	Пресная	22	1,37	5	0,02	40	5	109	109
	Морская	22	1,39	10	0,03	48		78	78

Из полученных данных явствует, что глинистые пески и песчанистые глины являются в основном недоброкачественными глинами, так как приготовленные из них нормальные глинистые растворы имеют высокие удельные веса, а также высокую водоотдачу и толстое коркообразование.

#### Химическая обработка глинистых растворов, изготовленных из глинистых пород продуктивной толщи

Глинистые растворы, изготовленные из некоторых пород продуктивной толщи, подвергались химической обработке с углещелочным реагентом. Для каждой серии опытов 500 г глинистой породы перемешивали в механической мешалке с 500 см<sup>3</sup> готового углещелочного реагента в течение 1 часа, после чего полученные растворы разбавлялись морской или пресной водой до вязкости 30 сек, и определялись их параметры.

В таблице 5 приводим результаты химической обработки глинистых растворов, изготовленных из пород продуктивной толщи.

Таблица 5

№ по порядку	Из какого образца	На какой воде	Показатели глинистых растворов						Статич. напряж. сдвига, мг/см <sup>2</sup>	
			вязкость	удельный вес	отстой	стабильность	водоотдача (за 30 мин)	корка в мм	1	10
1	4	Пресная	30	1,29	0	0,00	6	1	19	83
		Морская	30	1,32	0	0,00	9,5		78	113
2	8	Пресная	30	1,33	0	0,01	4	1	0	24
		Морская	30	1,32	0	0,03	12		50	118
3	9	Пресная	30	1,23	0	0,00	10	1,5	65	90
		Морская	30	1,29	0	0,0	17,5		2,5	100
4	10	Пресная	30	1,28	0	0,00	6,5	1	0	17
		Морская	30	1,31	0	0,00	17		2	30

Из полученных данных видно, что глинистые растворы, полученные из некоторых глинистых пород продуктивной толщи, неплохо поддаются хи-



мической обработке. В результате обработки углещелочным реагентом растворы приобретают низкую водоотдачу и становятся вполне стабильными.

#### Опыты по изучению влияния пород продуктивной толщи Апшерона на качество глинистых растворов

С целью изучения действия пород исходные глинистые растворы изготовлялись из двух характерных типов глин, а именно: из высококоллоидного бентонитового типа глины—аскангеля и из среднеколлоидного, кальциевого, широко применяемого в бурении—зыхской глины.

В лабораторной глиномешалке из этих глин на пресной воде изготовлялись глинистые растворы вязкостью 30 сек по СПВ-5.

К отдельным порциям этих растворов добавлялись различные породы в количествах 10—25—50% по весу к объему глинистого раствора, и после тщательного размешивания определены их основные параметры.

В таблице 6 приводим результаты опытов, характеризующие действие пород на качество глинистых растворов, изготовленных из зыхской глины.

Результаты опытов, характеризующие действие пород на качество глинистых растворов, изготовленных из аскангеля, приведены в таблице 7.

Из данных таблиц 6 и 7 видно, что характер действия пород продуктивной толщи Апшерона на качество глинистых растворов, изготовленных как из зыхской глины, так и аскангеля—близки.

Пески и песчаники нижнего и верхнего отделов продуктивной толщи в определенных количествах сравнительно мало действуют на структурно-механические свойства глинистых растворов. При этом водоотдача последних практически не изменяется. Дальнейшее увеличение количества тех же пород способствует постепенному увеличению величины вязкости и статического напряжения сдвига, но и в этих условиях водоотдача существенно не изменяется.

Породы продуктивной толщи в виде глинистых песков и песчаных глин даже в небольшом количестве (до 10%) способствуют росту вязкости исходных растворов до нетекучего состояния, а также повышению их величины статического напряжения сдвига.

Однако увеличение содержания этих пород в глинистом растворе не только не повышает, а, наоборот, в большинстве случаев способствует некоторому снижению водоотдачи глинистых растворов.

#### ОПЫТЫ ПО ИЗУЧЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ В ПРИСУТСТВИИ ПОРОД ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

После выяснения влияния различных пород на качества нормальных глинистых растворов мы приступили к изучению эффективности химической обработки исходных растворов в присутствии различных пород.

В качестве химических реагентов для обработки глинистых растворов применялись следующие органические и неорганические стабилизаторы:

- 1) Углещелочные реагенты (УЩР).
- 2) Водный раствор гексаметафосфата натрия (ГМФ).
- 3) Комбинированный реагент, состоящий из смесей углещелочного реагента и сульфитно-спиртовой барды, а также углещелочного реагента и гексаметафосфата натрия.

Каждая серия опытов по химической обработке проводилась следующим путем: из зыхской глины или аскангеля в лабораторной глиноме-

Таблица 6

№ по порядку	Добавка пород		вязкость	уд. вес	отстой	стабильность	время выветлов (мин)	корка в мм	стат. напряжение сдвига, кг/см <sup>2</sup>	
	название пород	количество, % пород							1	10
1	Исходный раствор		30	1,32	1	0	31	4	156	163
2	Пески ПК		40	1,34	1	0	30	4	163	163
3	"		54	1,41	1	0	30	4	200	214
4	Глинистые пески ПК		НТ	1,47	0	0	29	4	275	289
5	"		НТ	1,37	0	0	27	4	251	251
6	"		"	1,41	0	0	24	4	306	336
7	Пески КС		38	1,50	1	0	19	5	680	714
8	"		70	1,34	0	0	27	4	166	166
9	Песчаные глины КС		НТ	1,36	1	0	21,5	4	187	221
10	"		НТ	1,42	0	0	19	4	305	357
11	"		НТ	1,35	0	0	26	4	285	289
12	Пески КС		"	1,41	0	0	18	4	697	201
13	"		40	1,47	0	0	9	2,5	840	1050
14	"		50	1,35	0	0	32	5	85	102
15	Пески НКП		120	1,41	1	0	28	4	170	170
16	"		37	1,44	1	0	26	4	221	221
17	"		44	1,39	1	0	30	5	119	136
18	"		110	1,43	1	0	30	5	119	119
19	Песчаные глины НКГ		40	1,52	1	0	28	5	204	221
20	"		НТ	1,35	1	0	33,5	5	68	85
21	"		50	1,40	1	0,01	28	4	136	153
22	Песчаные глины—балаханские		62	1,48	1	0,00	20,5	4	612	612
23	"		НТ	1,38	0	0,00	34	4	187	204
24	"		50	1,49	0	0,00	28	4	391	408
25	"		70	1,51	0	0,00	23	3,5	952	1020
26	Песчаные глины—сабунические		НТ	1,36	0	0,00	36	4,5	221	238
27	"		80	1,42	0	0,00	29	3,5	391	425
28	"		НТ	1,50	0	0,00	20	4	578	595
29	"		НТ	1,47	0	0,00	38	3,5	289	289
30	"		НТ	1,41	0	0,00	29	3,0	425	425
				1,48	0	0,00	22		425	425



Таблица 7

№ по порядку	Добавка пород		вязкость	уд. вес	отстой	стабильность	водоотдача (в см <sup>3</sup> за 30 мин.)	корка в мм	Стат. напр. сдвига, мг/см <sup>2</sup>	
	название пород	% в кол-во пород							1'	10'
1	Исходный раствор	10	30	1,07	0	0	14	1	85	102
2	Пески—ПК	25	150	1,11	0	0	16,5	1,5	119	187
3	"	50	НТ	1,13	0	0	14,5	2	316	374
4	Глинист.	10	85	1,22	0	0	12,5	2,5	340	340
5	Пески—ПК	25	НТ	1,15	0	0	14	1,5	221	221
6	Пески—КС	50	НТ	1,16	0	0	12	1,5	340	425
7	"	10	54	1,29	0	0	12	1,5	492	884
8	"	25	68	1,10	0	0	14	1	119	119
9	Песчан. глины	50	140	1,25	0	0	12	1	85	119
10	КС	10	НТ	1,12	0	0	10	1	153	204
11	"	25	"	1,21	0	0	13,5	1	204	476
12	Пески—КС	50	42	1,31	0	0	10,5	1	1173	1173
13	"	10	50	1,12	0	0	9	3	1430	2040
14	"	25	65	1,16	0	0	12	1	65	85
15	Пески	50	42	1,18	0	0	11	1	85	85
16	"	10	47	1,13	0	0	13,5	1	136	136
17	НКП	25	47	1,19	0	0	12,5	1	102	102
18	Песч. глины	50	51	1,31	0	0	12,5	1	102	119
19	НКГ	10	НТ	1,11	0	0	14	1	238	340
20	"	25	"	1,18	0	0	12	2	374	408
21	Песч. глины	50	"	1,25	0	0	10	1	1292	1360
22	балаханск.	10	"	1,13	0	0,00	19,5	2,5	425	510
23	"	25	"	1,16	0	0,00	17,5	2,5	510	510
24	"	50	"	1,30	0	0,00	16,5	2,5	510	510
25	Песчан. глины	10	"	1,12	0	0,01	17	2,5	425	510
26	сабунчин.	25	"	1,18	0	0,00	16	2,0	510	510
27	"	50	"	1,29	0	0,01	18	2,5	510	510
28	Песчан гли-	10	"	1,12	0	0,00	17	2,5	425	510
29	ны сура-	25	"	1,17	0	0,00	15	2,0	510	510
30	ханские	50	"	1,29	0	0,00	12,5	2,0	425	510

шалке изготовлялись исходные глинистые растворы на пресной воде вязкостью 30 сек по СПВ-5. К отдельным порциям исходного глинистого раствора добавлялись различные породы по весу в количестве 25% к объему глинистого раствора. После этого производилось тщательное размешивание в механической мешалке. Далее добавлялись соответствующие химические реагенты, и размешивание продолжалось еще 30 минут. Через 4 часа определялись основные параметры этих растворов.

#### а) Опыты по химической обработке глинистых растворов углещелочным реагентом в присутствии пород

Для данной цели мы изготовляли углещелочный реагент 12% концентрацией с отношением бурого угля к безводной щелочи 1:0,2.

Результаты опытов химической обработки глинистых растворов, изготовленных из зыхской глины и аскангеля в присутствии пород с углещелочным реагентом, приводятся в таблице 8.

Таблица 8

№ по порядку	Добавка породы			Изменение параметров глинистых растворов							
	№ образца породы	кол. породы (в % к объему глини. раствора)	Кол. УЩР (в % к объему глини. раствора)	вязкость	удельный вес	отстой	стабильность	водоотдача (в см <sup>3</sup> за 30 мин.)	толщина корки в мм	Стат. напряжение сдвига, мг/см <sup>2</sup>	
										1'	10'
а) Глинистый раствор, изготовленный из зыхской глины											
1	—	—	—	30	1,31	0	0,00	80	2	85	102
2	I	25	25	82	1,34	0	0,04	15	3	153	238
3	II	"	"	108	1,33	0	0,02	9,5	2,5	187	238
4	III	"	"	59	1,31	0	0,03	9,5	2,5	102	187
5	IV	"	"	НТ	1,33	0	0,00	12,0	2,5	391	442
6	V	"	"	64	1,31	0	0,01	12,5	2,5	187	238
7	VI	"	"	55	1,34	0	0,03	11,0	2,0	136	170
8	VII	"	"	НТ	1,29	0	0,03	10,0	2,5	221	323
9	VIII	"	"	"	1,35	0	0,00	9,5	1,5	725	510
10	IX	"	"	"	1,30	0	0,00	12	3,0	325	374
11	X	"	"	"	1,34	0	0,00	16	3,0	221	265
б) Глинистый раствор, изготовленный из аскангеля											
12	—	—	—	30	1,06	0	0,00	15	1	85	102
13	I	25	25	60	1,18	0	0,00	11	1	0	13,6
14	II	"	"	145	1,15	0	0,00	11	1	110	130,6
15	III	"	"	50	1,17	0	0,06	11	1	13,6	13,6
16	IV	"	"	НТ	1,15	0	0,00	11	1	51	136
17	V	"	"	38	1,16	0	0,02	13	1,5	0	23,8
18	VI	"	"	36	1,18	0	0,02	15	1,5	0	20,4
19	VII	"	"	47	1,16	0	0,00	12	1,5	51	68
20	VIII	"	"	НТ	1,18	0	0,00	10,5	2,0	340	425
21	IX	"	"	НТ	1,17	0	0,00	10,5	1,5	170	255
22	X	"	"	110	1,17	0	0,00	9,5	1,5	272	272

Из данных этой таблицы видно, что обработка глинистых растворов из зыхской глины и аскангеля в присутствии пород при помощи углещелочного реагента, в основном, приводит к повышению структурно-механи-



ческих свойств и значительному понижению водоотдачи этих растворов.

В отличие от раствора из зыхской глины раствор аскангеля в присутствии разных пород в результате обработки углещелочным реагентом имеет сравнительно низкую величину статического напряжения сдвига, причем наименьшее статическое напряжение сдвига имеют те растворы, которые содержат пески или глинистые пески.

### б) Опыты по химической обработке глинистых растворов гексаметафосфатом натрия в присутствии различных пород

Для химической обработки глинистых растворов нами применялся 15% водный раствор гексаметафосфата натрия (ГМФН).

Результаты опытов по химической обработке раствором гексаметафосфата натрия приводятся в таблице 9.

Таблица 9

№ по порядку	Добавка породы		Колич. ГМФН (в % к объему глини. раствора)	Изменение параметров глинистых растворов							Стат. напр. сдвига, в мг/см <sup>2</sup>	
	№ образца	колич. породы (в % к объему глини. раствора)		вязкость	удельный вес	отстой	стабильность	водоотдача (в см <sup>3</sup> за 30 м)	толщина корки в мм			
										1'	10'	
<b>а) Глинистый раствор, изготовленный из зыхской глины</b>												
1	I	25	15	35	1,36	0	0,00	10,5	2,0	136	170	
2	II	"	"	40	1,38	0	0,00	8,5	2,0	136	204	
3	III	"	"	36	1,38	0	0,00	9,5	2,0	51	187	
4	IV	"	"	65	1,37	0	0,00	8,5	2,0	85	153	
5	V	"	"	37	1,35	0	0,00	7,5	1,5	51	170	
6	VI	"	"	35	1,39	0	0,00	8,0	1,5	68	153	
7	VII	"	"	47	1,36	0	0,00	8,0	1,5	85	136	
8	VIII	"	"	40	1,40	0	0,00	11,0	2,5	221	340	
9	IX	"	"	50	1,39	0	0,00	16,0	2,5	238	289	
10	X	"	"	36	1,39	0	0,00	21,0	2,5	187	187	
<b>б) Глинистый раствор, изготовленный из аскангеля</b>												
11	I	"	"	25	1,16	0	0,00	9,0	1,0	0	17	
12	II	"	"	32	1,17	0	0,01	9,0	1,0	0	0	
13	III	"	"	25	1,20	0	0,09	9,0	1,0	0	0	
14	IV	"	"	46	1,20	0	0,01	8,0	1,0	0	0	
15	V	"	"	22	1,66	0	0,23	8,5	1,0	0	51	
16	VI	"	"	32	1,22	0	0,19	9,0	1,0	0	0	
17	VII	"	"	30	1,18	0	0,04	10,0	1,0	17	51	
18	VIII	"	"	46	1,19	0	0,0	10,0	1,0	34	102	
19	IX	"	"	43	1,17	0	0,00	10,0	1,5	136	204	
20	X	"	"	38	1,17	0	0,00	21,0	2,5	187	187	

Данные таблицы 9 показывают, что обработка глинистых растворов в присутствии пород при помощи гексаметафосфата натрия, в основном, приводит к значительному снижению вязкости и, отчасти, статического

напряжения сдвига, при этом также имеет место значительное понижение водоотдачи и уменьшение толщины корки.

Глинистые растворы, изготовленные из аскангеля в присутствии пород нижнего отдела продуктивной толщи, в отличие от растворов из зыхской глины, при обработке гексаметафосфатом натрия отличаются низкой величиной вязкости и статического напряжения сдвига. В результате полного разрушения структуры растворов мы имеем некоторые нестабильные растворы аскангеля там, где присутствуют пески и песчаники нижнего отдела продуктивной толщи (опыты №№ 13, 16, 17).

### в) Опыты химической обработки глинистых растворов комбинированным реагентом из углещелочного реагента и сульфитно-спиртовой барды (УЩР+ССБ)

Для этой серии опытов комбинированный реагент изготовлялся из ЩУР и ССБ в отношении 1:1, причем к каждому 100 см<sup>3</sup> исходного глинистого раствора добавлялось по 50 см<sup>3</sup> комбинированного реагента.

Таблица 10

№ по порядку	Добавка породы		Колич. УЩР/ССБ (в % к объему глини. раствора)	Изменение параметров глинистых растворов							Стат. напряжение сдвига, мг/см <sup>2</sup>	
	№ образца	колич. породы (в % к объему глини. раствора)		вязкость*	удельный вес	отстой	стабильность	водоотдача (в см <sup>3</sup> за 30 м.)	Толщина корки в мм			
										1'	10'	
<b>а) Глинистый раствор, изготовленный из зыхской глины</b>												
1	I	25	25	26	1,38	4	0,04	25	2,5	0	10,2	
2	II	"	"	28	1,36	2	0,01	18	2,0	6,8	17	
3	III	"	"	29	1,38	3	0,02	20	2,0	8,5	25,5	
4	IV	"	"	42	1,34	0	0,00	12	2,0	34	51	
5	V	"	"	24	1,35	0	0,05	16	2,0	0	17	
6	VI	"	"	26	1,45	0	0,00	15	2,0	6,8	34	
7	VII	"	"	30	1,35	0	0,00	14	2,0	34	51	
8	VIII	"	"	22	1,33	0	0,01	18	2,0	6	16	
9	IX	"	"	25	1,32	0	0,02	19	2,0	25	27	
10	X	"	"	24	1,32	0	0,02	22	2,5	6	15	
<b>б) Глинистый раствор, изготовленный из аскангеля</b>												
11	I	"	"	45	1,13	0	0,02	16,0	1,5	0	0	
12	II	"	"	38	1,17	0	0,00	13,0	1,0	6,8	17	
13	III	"	"	42	1,20	0	0,03	17,0	2,0	6,8	17	
14	IV	"	"	55	1,18	0	0,01	13,0	1,0	17	34	
15	V	"	"	40	1,18	0	0,04	17,0	2,0	0	0	
16	VI	"	"	39	1,20	0	0,05	17,5	2,0	6,8	6,8	
17	VII	"	"	44	1,18	0	0,02	15,5	1,5	10,0	17	
18	VIII	"	"	40	1,17	0	0,01	12,5	1,5	9,0	36	
19	IX	"	"	34	1,15	0	0,00	15,0	2,5	11,0	45	
20	X	"	"	32	1,16	0	0,04	13,5	2,5	11,0	31	

Результаты химической обработки комбинированным реагентом приводятся в таблице 10, из которой видно, что обработка глинистых растворов в присутствии пород комбинированным химическим реагентом приводит к вполне приемлемой вязкости; однако в этих случаях все растворы имеют непрочную структуру. Далее, данная обработка дает некоторое



улучшение в смысле водоотдачи растворов, хотя полученные величины с практической точки зрения неприемлемы.

г) **Опыты химической обработки глинистых растворов комбинированным реагентом из углещелочного реагента и гексаметафосфата натрия (УЩР+ГМФ)**

Комбинированный реагент для этой серии опытов изготовлялся в следующих соотношениях:

а) гексаметафосфат натрия—15% водный раствор;

б) углещелочный реагент—12% концентрации с отношением бурового угля к щелочи как 1:0,2.

К каждому 100 см<sup>3</sup> исходного глинистого раствора, содержащего 25% породы, добавлялось 35% по объему глинистого раствора смеси реагентов, содержащей 25% УЩР и 10% ГМФ.

Результаты опытов химической обработки с комбинированным реагентом приводятся в таблице 11.

Таблица 11

№ по порядку	Добавка породы		Колич. УЩР/ГМФ (в % к объему глин. раствора)	Изменение параметров глинистых растворов							Стат. напряжение сдвига, мг/см <sup>2</sup>	
	№ образца породы	колич. породы (в % к объему глин. раствора)		вязкость	удельный вес	отстой	стабильность	водоотдача (в см <sup>3</sup> за 30 м.)	толщина корки в м.м.	1'	10'	
<b>а) Глинистый раствор, изготовленный из зыхской глины</b>												
1	I	25	25/1,5	29	1,33	0	0,02	5,5	1,0	34	44	
2	II	"	"	32	1,34	0	0,02	6,5	1,0	34	54	
3	III	"	"	33	1,35	0	0,01	6,5	1,0	34	81	
4	IV	"	"	54	1,34	0	0,01	8,0	2,0	68	81	
5	V	"	"	28	1,38	0	0,02	6,0	1,5	51	88	
6	VI	"	"	26	1,38	0	0,04	8,0	2,0	17	68	
7	VII	"	"	35	1,30	0	0,00	6,5	1,5	51	102	
8	VIII	"	"	30	1,36	0	0,02	9,5	1,0	28	55	
9	IX	"	"	47	1,35	0	0,00	11	1,5	55	151	
10	X	"	"	32	1,31	0	0,00	10,0	1,5	72	101	
<b>б) Глинистый раствор, изготовленный из аскангеля</b>												
11	I	"	"	27	1,13	0	0,02	17,0	2,0	17	51	
12	II	"	"	27	1,16	0	0,00	12,0	2,0	17	51	
13	III	"	"	32	1,18	0	0,01	16,0	2,0	10	34	
14	IV	"	"	42	1,20	0	0,00	10,0	2,0	26	68	
15	V	"	"	26	1,13	0	0,02	15,0	2,0	7	26	
16	VI	"	"	25	1,19	0	0,05	17,0	2,0	10	17	
17	VII	"	"	28	1,18	0	0,02	14,5	2,0	17	34	
18	VIII	"	"	31	1,16	0	0,00	10,0	2,0	25	44	
19	IX	"	"	30	1,15	0	0,00	8,0	1,5	18	41	
20	X	"	"	27	1,16	0	0,00	10,0	0,5	19	28	

Как явствует из данных таблицы 11, применение комбинированного реагента, состоящего из углещелочного реагента и гексаметафосфата натрия, дало наилучшие результаты в смысле эффективного снижения вязкости и начала сдвига, а также водоотдачи глинистых растворов.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

На основании приведенных выше данных может быть констатировано, что характер действия пород на качество глинистых растворов тесно связан с литологическим составом этих пород.

Как известно, продуктивная толща Апшеронского полуострова в основном состоит из чередования песков, песчаников, глинистых песков, песчанистых глин и плохо отсортированных их разновидностей—хлидолитов.

По своему составу эти породы могут быть отнесены к химическим неактивным, скорее всего к инертным компонентам, т. е. частицы этих пород почти не вступают в обменные химические реакции с частицами глины в глинистых растворах.

Кроме того, в составе пород продуктивной толщи Апшеронского полуострова содержится незначительное количество вредных примесей в виде растворимых солей. Большинство из этих пород обладает различной степенью гидрофильности.

Таким образом, в отличие от других нефтяных районов СССР, в составе продуктивной толщи Апшерона отсутствуют соляные куполы, а также весьма агрессивные для глинистых растворов сульфатные породы (гипс, ангидрит и др.). Поэтому породы продуктивной толщи Апшерона неактивно и неагрессивно действуют на качества применяемых глинистых растворов и в результате действия этих пород почти не имеет места гидрофобная коагуляция.

Однако следует отметить, что влияние этих пород зачастую связано с сильным ростом структурно-механических свойств глинистых растворов. Поэтому одна из задач бурения в условиях Апшерона заключается в применении эффективных мер для борьбы с сильным повышением вязкости и статического напряжения сдвига глинистых растворов.

Ввиду неагрессивного действия пород продуктивной толщи Апшерона, глинистые растворы, содержащие эти породы, легко поддаются обработке различными химическими реагентами.

Если сравнить эффективность действия различных реагентов на глинистые растворы в присутствии пород продуктивной толщи Апшерона, то может быть отмечено следующее

Обработка глинистых растворов в присутствии пород углещелочным реагентом хотя и приводит к резкому снижению водоотдачи и толщины глинистой корки, однако при этом резко повышаются их вязкости и статическое напряжение сдвига.

Применение раствора гексаметафосфата натрия для обработки глинистых растворов в присутствии пород приводит к приемлемому снижению вязкости и статического напряжения сдвига, но в этих условиях водоотдача глинистого раствора снижается не существенно.

Обработка глинистых растворов в присутствии пород комбинированными реагентами из смеси углещелочного реагента и щелочного раствора сульфитно-спиртовой барды, а также углещелочными реагентами и гексаметафосфатом натрия дают весьма положительные результаты.

Наилучшие результаты получены при применении комбинированного реагента, состоящего из углещелочного реагента и гексаметафосфата натрия. При помощи данного комбинированного реагента достигаются вполне приемлемые структурно-механические свойства, низкая водоотдача и тонкое коркообразование глинистых растворов.



## ЛИТЕРАТУРА

1. А. К. Мискәрли — Исследование влияния буровых вод на качество глинистых растворов. Труды Ин-та химии АН Азерб. ССР, т. IX, 1952. Изд-во АН Азерб. ССР.
2. К. Ф. Жигач — Физико-химия промысловых жидкостей при бурении горных пород.
3. Физико-химия глинистых растворов. Техничко-информационные сборники, Бурение, под ред. проф. Н. И. Шацова, Гостехиздат, 1947.
4. Э. Г. Кистер — О набухания глины. «НХ» № 12, 1947.

А. К. Мискәрли вә Т. Һәсәнова

Абшерон ярымадасындакы бә'зи мәнсулдар сүхурларын килли мәнлулларын кейфийәтинә тә'сири һаггында

## ХУЛАСӘ

Абшеронда нефт гуюларынын газылмасы чох заман мүхтәлиф кеолжи чәтинликләrlә әлагәдардыр. Бу чәтинликләrlә мүбаризә үчүн йүксәк кейфийәтли килли мәнлуллар ишләдилмәсинин бөйүк практикә әһәмийәти вардыр.

Мә'лумдур ки, газыма заманы килли мәнлулларын тәркибинә даима мәнсулдар гатын сүхурлары дахил олур вә бу да мәнлулларын параметрләринин дәйишмәсинә сәбәб олур. Гейд этмәк лазымдыр ки, килли мәнлулларын кейфийәтинә Абшерон ярымадасындакы мәнсулдар гат сүхурларынын тә'сири мәсәләси чох аз тәдгиг олунмушдур. Буну нәзәрә ала-раг, бу мәгаләдә мүәллифләр һәммин саһәдә апардыглары тәдгигатын нәтичәләрини верирләр.

Абшерон мәнсулдар гатынын юхары вә ашағы һиссәләриндәки сүхурларын нүмунәләри әввәлчә килли мәнлуллар үчүн мүһүм олан бә'зи анализләрдән кечирилмишдир. Бу сүхурларын хүсуси чәкиләри, рүтубәтлилик дәрәчәси, суда һәлл олан дузларын мигдары вә кимйәви тәркиби тә'йин әдилмишдир. Бундан әлавә, сүхурларын гидрофиллик дәрәчәси, килли сүхурлардан һазырланмыш килли мәнлулларын кейфийәти вә кимйәви реакентләrlә ишләмәнин нәтичәләри верилмишдир.

Апарылмыш анализләрин нәтичәси кәстәрир ки, сүхурларын рүтубәтлилийи 2,5-дән 14,3% -ә гәдәрдир, хүсуси чәкиләри исә 2,5—2,75 арасында дәйишилир. һәмчинин бу сүхурлар тәркибләриндәки суда һәлл олан дузларын мигдары вә кимйәви тәркибләри илә дә айрылырлар. Белә ки, мәнсулдар гатын юхары тәбәгәсиндәки сүхурларда, ашағы тәбәгәләрдәки сүхурларә һисбәтән чохлу мигдарда суда һәлл олан дузлар вардыр вә бу дузлар, әсас әтибарилә, хлорид дузларындан ибарәтдир.

Бундан башга, тәдгиг олунмуш сүхурлар бир-бирләриндән гидрофиллик дәрәчәсинә кәрә дә фәргләнир. Белә ки, гумлу килләр вә килли гумлардан ибарәт олан сүхурлар яхшы гидрофиллик дәрәчәсинә малик олдуглары үчүн, бунлар килли мәнлулларын механикә һассәләринин йүксәк сүр'әтлә артмасына сәбәб олур.

Юхарыда кәстәрилмиш бә'зи анализләрдән сонра мүәллифләр һәммин мәгаләдә Абшерон мәнсулдар гатынын бә'зи сүхурларынын килли мәнлулларын кейфийәтинә нечә тә'сир этдийини изаһ әдән тәчрүбәләрин нәтичәләрини верирләр.

Бунун үчүн килли мәнлуллар зыг килиндән вә асканчәлдән һазырланмышдыр. һазырланмыш килли мәнлулларын айры-айры һиссәләринә

сүхурлардан 10—25—50% мигдарында әлавә әдиләрәк гарышдырылмыш вә бундан сонра килли мәнлулларын параметрләри тә'йин әдилмишдир. Апарылмыш тәчрүбәләрин нәтичәси кәстәрир ки, сүхурларын килли мәнлулларә тә'сири мәнсулдар гатын литоложи гурулушу илә сых әлагәдардыр.

Айдындыр ки, Абшеронун мәнсулдар гаты, әсас әтибарилә, гум, гумдашылар, килли гумлар вә гумлу килләрдән ибарәтдир. Тәчрүбә кәстәрир ки, бу сүхурларын һиссәчикләри илә килли мәнлулларын һиссәчикләри арасында кимйәви реаксия олмадығы үчүн вә һәммин сүхурларын тәркибиндә чох аз мигдарда суда һәлл олан дузлар олдуғы үчүн, бунлар нейтрал компонент кими килли мәнлулларын кейфийәтинә тә'сир этмир. Белә ки, бу сүхурларын килли мәнлулларә тә'сири заманы биз гидрофоб коагулясия раст кәлмирик.

Айдын әдилмишдир ки, Абшеронун мәнсулдар гатындакы сүхурлар, әсас әтибарилә, килли мәнлулларын структур механикә һасийәтинә тә'сир әдир. Одур ки, Абшерон ярымадасында газыма заманы әсас вәзи-фәләрдән бири дә, килли мәнлулларын структур-механикә һасийәтинин нормал һалда сахланылмасы мәсәләсидир.

Бундан башга һәммин мәгаләдә мүәллифләр, килли мәнлулларын тәркибиндә мәнсулдар гатын сүхурлары олдуғы заман кимйәви реакентләrlә ишләмәнин эффектиндән бәһс әдирләр. Бу эффекти өйрәнмәк үчүн кимйәви реакентләрдән боз көмүрүн гәләви реакенти, һексаметафосфат натриум дузунун мәнлулу, һәмчинин бу реакентләрин гарышығы ишләдилмишдир. Апарылмыш тәчрүбәләрин нәтичәләри кәстәрир ки, Абшеронун мәнсулдар гатынын сүхурлары агресив тә'сирә малик олмадыглары үчүн тәркибиндә бу сүхурлар олан килли мәнлулларын кейфийәтини ишләдилмиш кимйәви реакентләrlә асанлыгла яхшылашдырмаг олур. Биз, көмүрүн гәләви реакенти илә һексаметафосфат дузу мәнлулунун гарышығыны килли мәнлулларын кимйәви ишләнмәси үчүн ән яхшы реакент һесаб әдирик. Бу реакентлә ишләдикдә, килли мәнлулларын структур-механикә һассәсини, әләчә дә филтрасиясыны (сүзүлмә габилийәти) нормал һалда сахламаг олур.



Г. М. АЛИЗАДЕ

### К ИЗУЧЕНИЮ НАРОДНОГО ЗОДЧЕСТВА АЗЕРБАЙДЖАНА БУХАРЫ

Слово «бухары» буквально означает комнатный камин, который в большинстве случаев размещается в нишах стены. Бухары рассчитаны на отопление комнат дровами.

Подтема «Бухары» является частью общей темы «Народное зодчество». Учитывая большую важность бухары в интерьере и наличие значительного материала в этой области, изучение оформления этого устройства комнат мы выделяем в самостоятельный раздел.

Бухары обычно занимают самое парадное место в помещении и поэтому его оформлению придавалось большое значение.

Следует отметить, что, несмотря на господствующее местоположение бухары в интерьере, мастера в оформлении их старались держаться в гамме стены и не нарушать гармонию интерьера в целом. Вместе с тем можно заметить все же, что орнаменты бухары делались гораздо более тонкими и насыщенными, чем окружающая их поверхность стены.

Характерно введение рельефного орнамента на боковых пилястрах и тимпанах арки бухары. Фон данных орнаментов несколько выделен цветом. Столь же характерно применение сталактитов, которые в отдельных случаях расположены в несколько ярусов.

Бухары на рис. 1 и 4 имеют много общего в композиции. Здесь орнаментация в основном рельефная, без выделения фона; такой рельефный орнамент в натуре производит более богатое и солидное впечатление.

Особое внимание к размещению и оформлению бухары в азербайджанском народном зодчестве не лишено оснований. Они были традиционным устройством для отопления помещений и приготовления пищи. На рис. 7, где изображаются бухары, мы видим места, вероятно, для установки ламп или свечей над крайними полуколоннами. Эти лампы или свечи в сочетании со всей композицией бухары придают ему оттенок глубокой старины.

В настоящее время в народном зодчестве Азербайджана бухары почти потеряли свое значение. Для отопления комнат в большинстве случаев применяются кирпичные печи. Оставшиеся в старых домах бухары носят декоративный характер и используются лишь для дополнительной вентиляции комнат.



Примером могут служить бухары, украшенные позже. Для этого применен трафаретный орнамент, который отличается от характера остальных орнаментов интерьера.

Арочные отверстия бухары имеют всевозможные рисунки.<sup>1</sup> Как известно, азербайджанские арки иногда имеют завершение в центре, именуемое «губба». На рис. 1 губба сделана в виде ажурного трилистника. Это придает арке бухары изящество и своеобразие. Противоположностью являются бухары, представленные на рис. 2 и 3. Они имеют более крупные и не столь пропорциональные членения, что, видимо, является результатом реставрации, произведенной в конце XIX в. Возможно, первоначальная орнаментальная роспись была более изящной. Данные бухары находятся в двух симметрично расположенных комнатах центрального зала Нухинского дворца. Характерно, что при сохранении аналогичной композиции они все же решены несколько по-разному на основе разных орнаментальных мотивов.

Оригинальную композицию имеет бухары, изображенный на рис. 5, 6. Он решен как приставное украшение к стене, хотя прикреплен к ней своей сталактитовой тягой с рэфом<sup>2</sup>. Рисунок бухары несколько эклектичен. Очертание верхнего фронтона, вертикальные линии с кружочками над аркой бухары, изображения человеческих головок<sup>3</sup> посредине жигутов и т. д. — все эти разностильные элементы малохарактерны для азербайджанского зодчества. Кроме того, между отдельными элементами орнаментов имеется и несоответствие в масштабах, сталактиты излишне велики по сравнению с орнаментами заполнения.

Несколько модернизирована композиция, а также орнамент бухары, представленного на рис. 7. Такой тип двухярусного камина — редкость в Азербайджане, однако, несмотря на это, в целом он характерен для азербайджанского жилища.

Оригинальны симметрично расположенные стилизованные птички головки по бокам завершения бухары. В заполнении верхней части также изображена птица, но она вкомпонована асимметрично.

По отношению к масштабу бухары и орнаментов несколько непропорциональными кажутся сталактитовые капители крайних колонн первого яруса. Характер кривой арки бухары, видимо, подвергался изменению и потерял свой первоначальный вид. Фон стены бухары на представленной иллюстрации также не выражает первоначального вида. Стена, по всей вероятности, была расписана в стиле бухары.

Одним из городов Азербайджана, обладающих богатыми примерами азербайджанского жилища, является г. Ордубад. На рис. 8 изображен наиболее оригинальный и интересный тип ордубадского бухары. Он имеет четкую несущую конструкцию с заполнением в виде арочек. Малоинтересными кажутся одинаковой ширины рамы, напоминающие деревянную конструкцию, зато исключительно оригинальны боковые арочки с разнообразной орнаментацией. Они неглубоки и рассчитаны на хранение редко применяемых домашних вещей.

Композиция бухары на рис. 9 аналогична показанному на рис. 8. Здесь зрительно нарушен конструктивный каркас; особенно заметно несовпадение пилястр в верхних и нижних декоративных арочках. В действительности же поверхность этих декоративных арочек совпадает с поверхностью стены, которая нарушена ложным каркасом. Характер кривой

<sup>1</sup> О разновидностях арок бухары см. Газанфар Ализаде — К изучению народного зодчества Азербайджана. Арки. Изв. АН Азерб. ССР № 7, 1949.

<sup>2</sup> Рэф — продольная площадка тяги на стене комнаты, предназначенная для посуды.

<sup>3</sup> Происхождение и значение их уточнить не удалось.

декоративных арок также разнообразен. Они безусловно изображают формы тагча<sup>1</sup>.

Следует отметить, что композиция и характер украшения данного бухары несколько эклектичны. Например, орнамент боковых пилонов самого бухары, а также крайне боковые пилоны, похожие на тумбы для цветов, нехарактерны для азербайджанского народного зодчества. В то же время ниша для посуды, арка самого бухары и декоративные арки с цветами вполне отвечают характеру украшений народного зодчества.

Закатальские бухары, сохраняя общую специфику азербайджанской архитектуры, обладают своеобразной композицией (рис. 10, 11, 12, 13). Они не насыщены росписями, как предыдущие. Отсутствуют также сталактиты, тагча и т. д. Зато у них арки имеют разнообразные очертания, а ленточный зубчатый рельефный орнамент (рис. 10, 11) несколько напоминает кружево.

Изображенные на рис. 10 и 12 бухары как бы служат заполнением для своеобразных наружных арок, покоящихся на изящных декоративных колоннах.

Арки несколько напоминают триумфальные, что придает бухары определенную парадность, вполне соответствующую их местоположению в интерьере.

Расположение и стиль рисунка вазы с цветком в центре бухары на рис. 12 не совсем характерны для азербайджанского стиля.

Из четырех закатальских бухары наиболее характерным выглядит бухары, изображенный на рис. 13. Он заключен в рамы, которые, как это заметно на иллюстрации, сужены по вертикали и уширены в горизонтальных частях. Гофрированный куполок над аркой не имеет здесь обычного сталактитового перехода.

На рисунках 14, 15, 16, 17, 18, 19 и 20 представлены схемы наиболее простых бухары различных районов Азербайджана. Народные мастера, придавая большое значение внешнему оформлению, редко повторяли одинаковые по форме бухары в одном районе и даже в одном селе. Несмотря на большое разнообразие, почти все бухары сохраняют общую специфику азербайджанского народного искусства. Только бухары, изображенный на рис. 14, модернизирован и имеет грубоватую композицию, что особенно заметно в формах арки и центральной ниши.

Бухары, представленные на рис. 15, 16, 17, 19 и 20, имеют общую композицию, все они включены в раму, а в их заполнениях даны нишки и арки.

Наиболее интересную и характерную композицию имеет бухары на рис. 19, состоящий из большой арки самой бухары внизу и трех небольших арок (тагча) сверху.

Бухары, изображенный на рис. 18, имеет неудачную композицию; он разделен как бы на две самостоятельные части, механически поставленные друг на друга.

В заключение следует отметить, что изучение бухары необходимо для глубокого ознакомления с самобытным азербайджанским зодчеством.

Несколько слов можно добавить об изготовлении самих бухары, о строительном материале и производстве работ. К сожалению, в литературе не имеется сколько-нибудь точных данных по этим вопросам. Из бесед с мастерами старого поколения нам удалось выяснить следующее: почти во всех случаях бухары изготавливались из гажии<sup>2</sup>, причем все ра-

<sup>1</sup> Тагча — небольшая арочка — ниша в верхней части стены.

<sup>2</sup> Местный вязущий строительный материал, который в основном применяется в штукатурке и лепке.



боты производились на месте. Толщина слоя гачи в бухары достигает 2 см. Во избежание растрескивания поверхности гачи после высыхания народные мастера прибавляли к гачевому тесту опущенные семена одуванчика, или как они называют—гачаган. Роспись бухары производится обычным путем<sup>1</sup>.

### Выводы

1. В азербайджанском народном зодчестве бухары в жилых комнатах отводилось самое почетное место, а потому они обычно украшались богаче, чем остальная часть стены.
2. Почти все бухары имеют вертикальную композицию и в большинстве случаев включаются в прямоугольники.
3. Несмотря на разнообразие бухары отдельных районов Азербайджана, они почти всегда сохраняют композиционную специфику и стиль украшений азербайджанского народного искусства.
4. При соблюдении общей гармонии бухары украшались плоскими и рельефными орнаментами, сталактитами, зеркалами, нишками-полочками и др.
5. Бухары изготавливаются из гачи. Толщина арки достигает 2 см.

### ОПИСАНИЕ ИЛЛЮСТРАЦИИ

- 1—г. Нуха, дом Шехихановых. Конец XVIII века.
- 2—3—г. Нуха. Бухары боковых комнат второго этажа ханского дворца, XVIII в. (роспись реставрирована в начале XX в.).
- 4—г. Нуха. Бухары жилого дома.
- 5—Исмаиллинский район, сел. Лагидж. Интерьер жилого дома. Справа—бухары. Конец XIX в.
- 6—Исмаиллинский район, сел. Лагидж. Деталь бухары интерьера.
- 7—г. Шуша. Бухары жилого дома Мехмандаровых. Конец XIX в.
- 8—г. Ордубад. Бухары с многоярусными тагчами в жилой комнате. XIX в.
- 9—г. Шуша. Бухары в жилой комнате. Наверху тагча—рэф. Конец XIX в.
- 10, 11, 12, 13—г. Закаталы. Схема разнообразных бухары в жилых комнатах. XIX—XX вв.
- 14—г. Кировабад. Схема бухары жилой комнаты. Начало XX в.
- 15, 18, 19, 20—г. Шуша. Схемы разнообразных бухары жилых домов. XIX—XX вв.
- 16—17—г. Ордубад. Схемы бухары жилых домов. XIX—XX в.

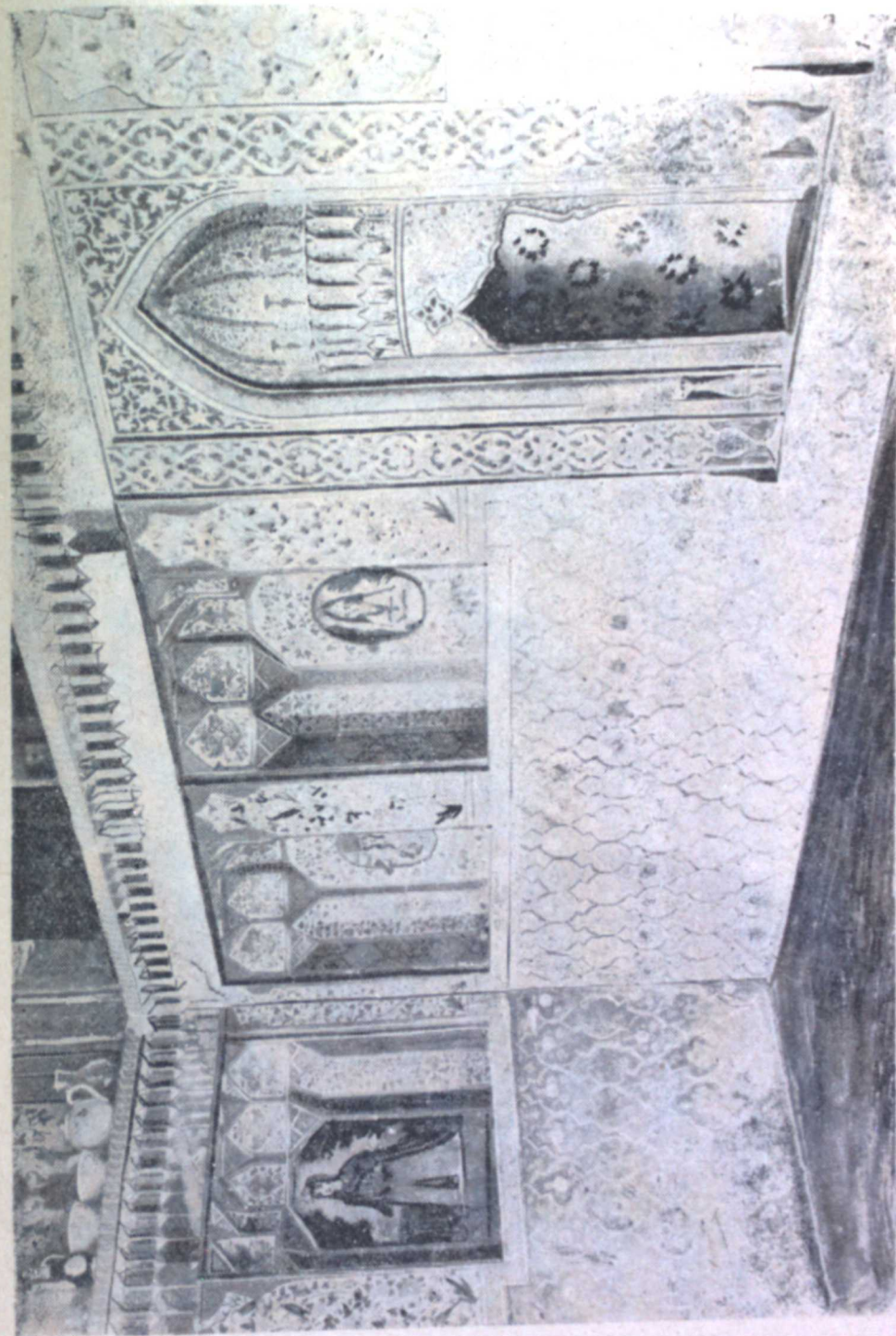
### ИСТОЧНИКИ ИЛЛЮСТРАЦИИ

1, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20—использованы из фототеки и архива Управления по делам архитектуры при Совете Министров Азербайджанской ССР.

2, 3, 4, 5—из архива покойного фотографа В. Е. Россикова.

9—любезно предоставлена канд. технических наук А. Ю. Казиевым. Графические иллюстрации выполнены младшим научным сотрудником Института архитектуры и искусства Академии наук Азербайджанской ССР А. Я. Нуриевой.

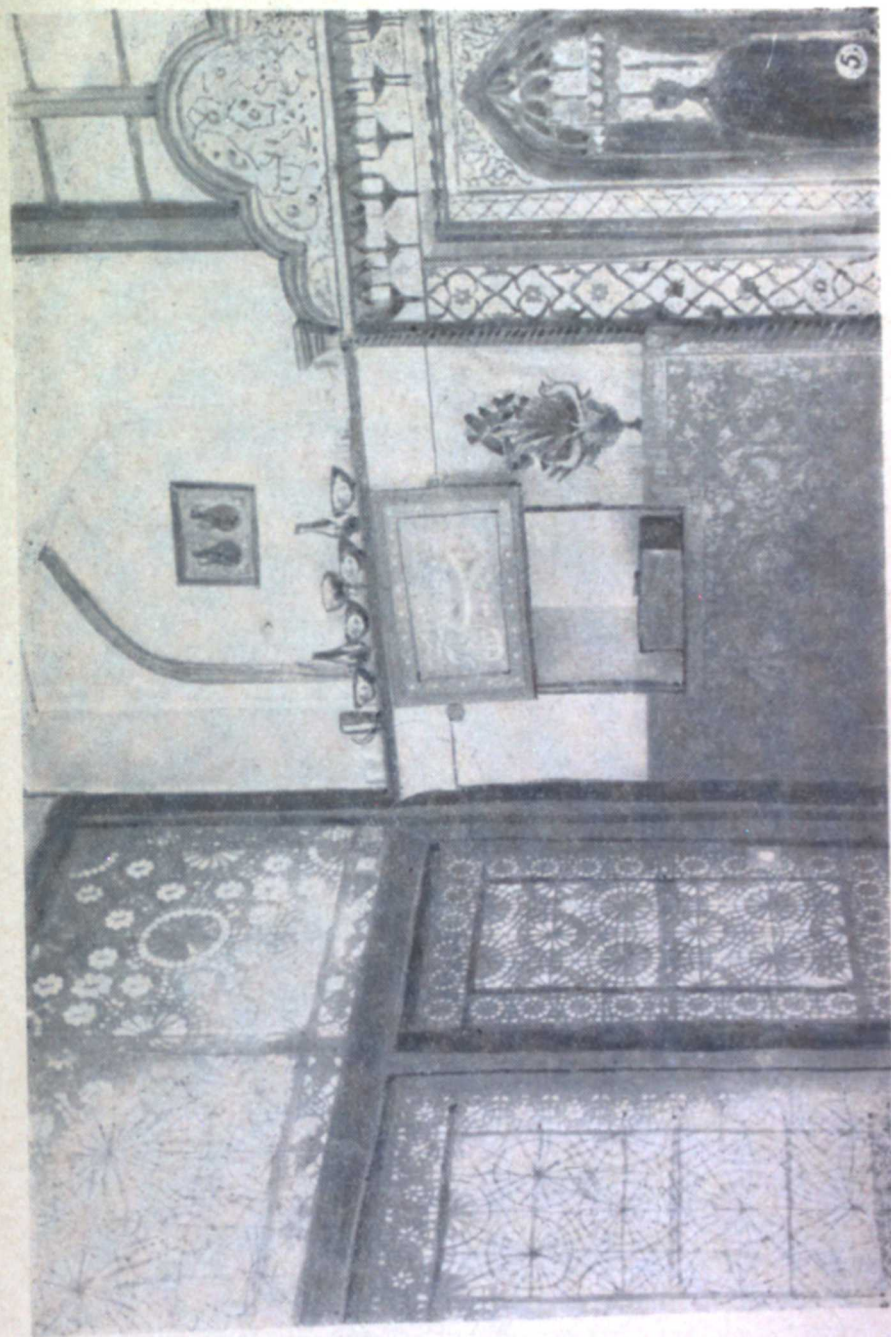
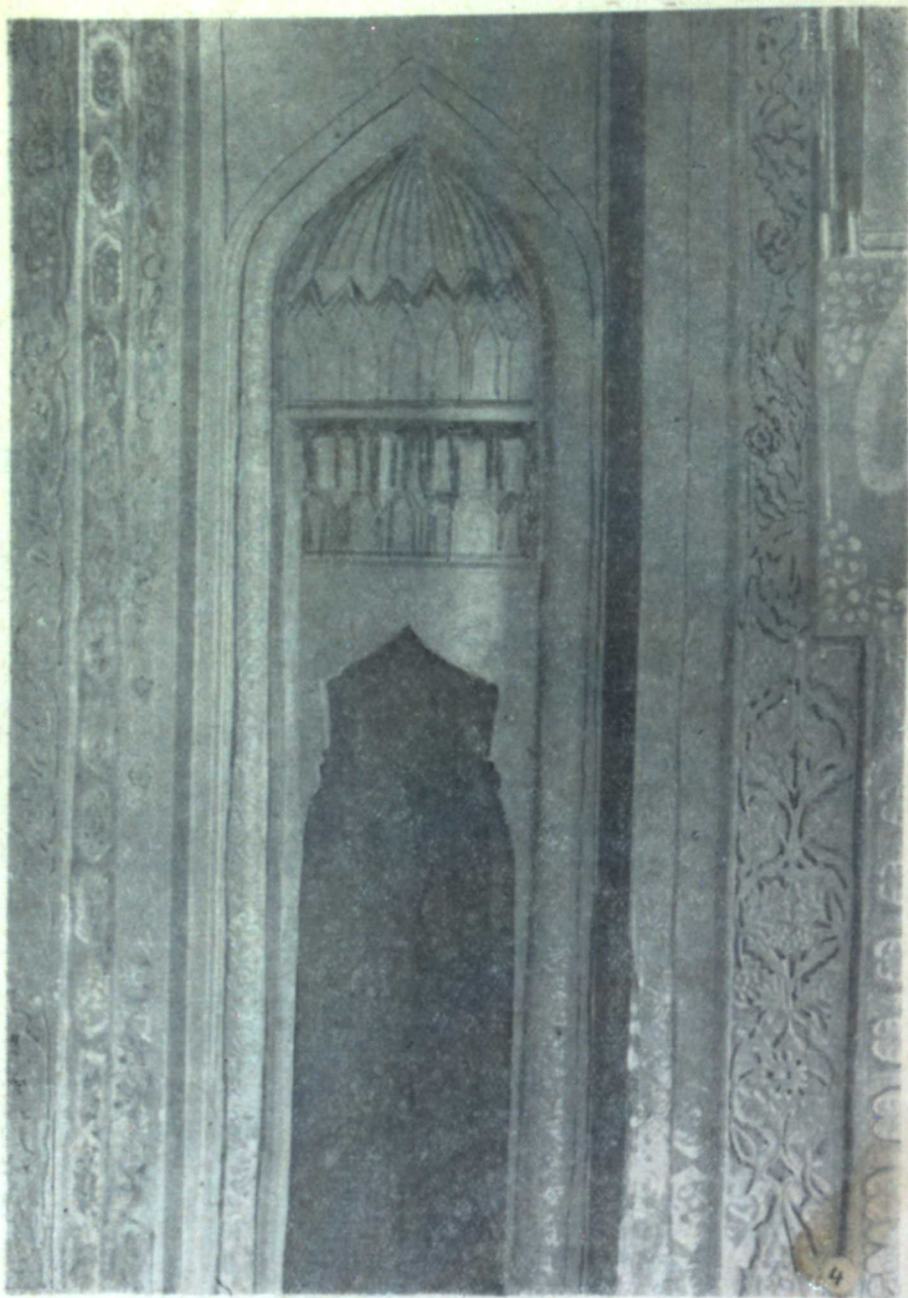
<sup>1</sup> См. Г. М. Ализаде—К изучению народного зодчества Азербайджана. Украшения интерьера. Известия АН Азерб. ССР № 7, 1952.



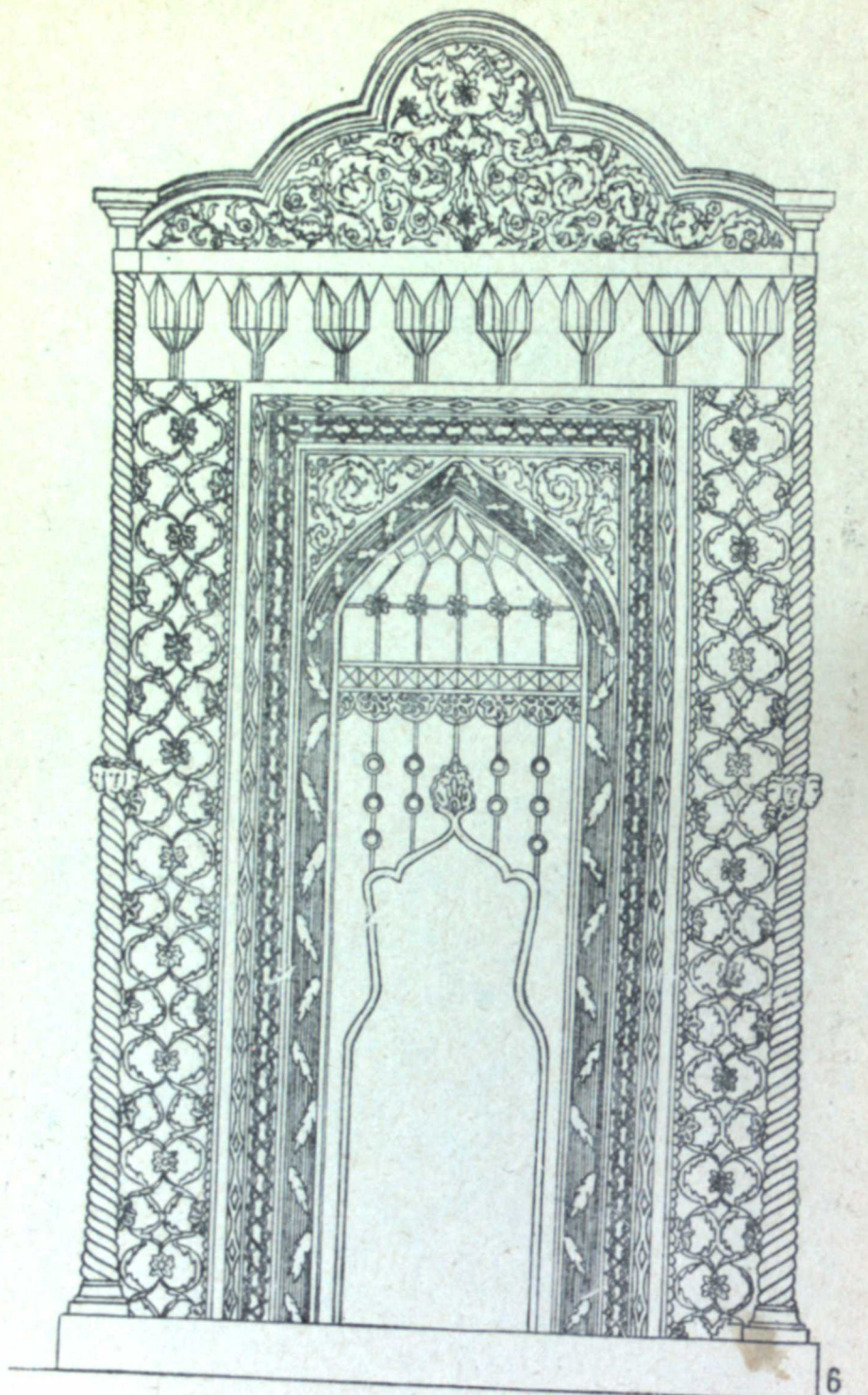




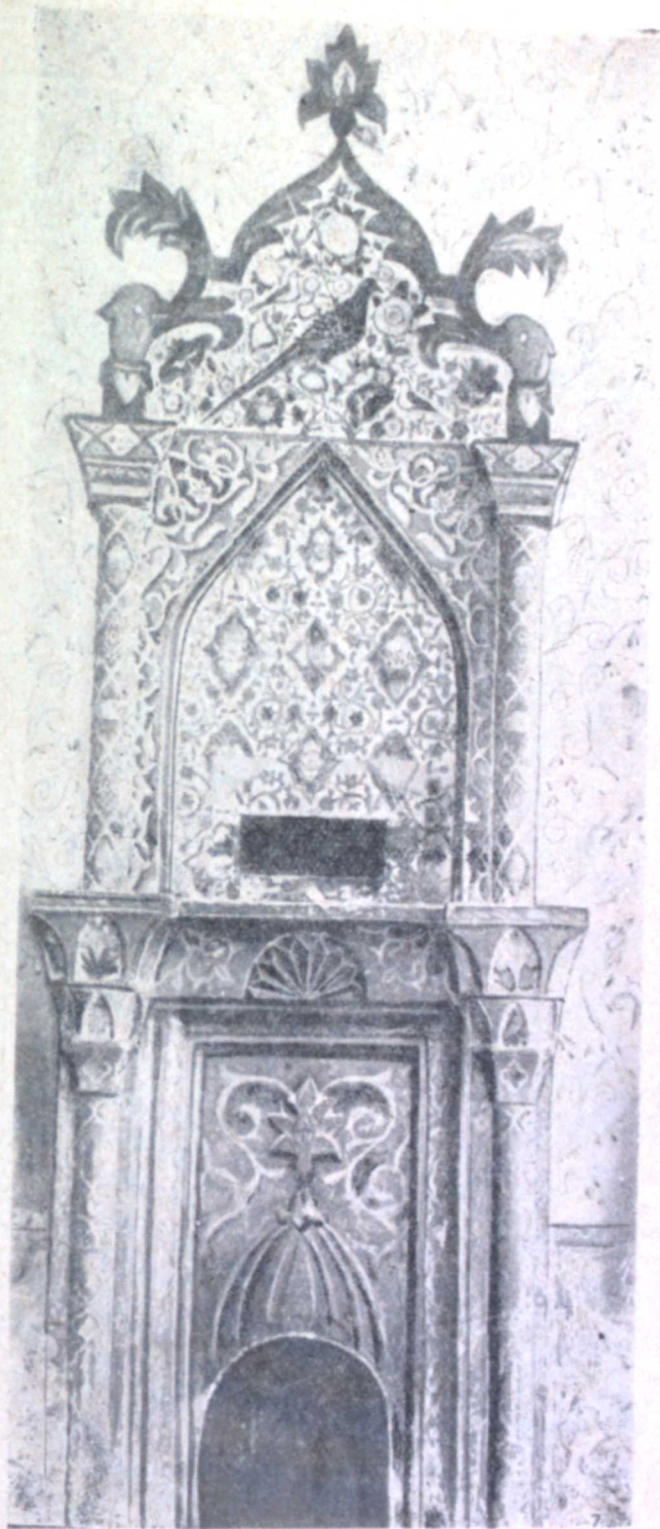
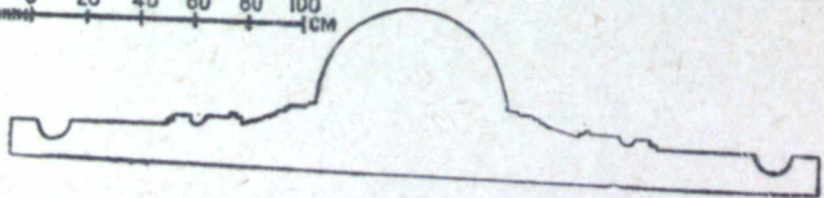




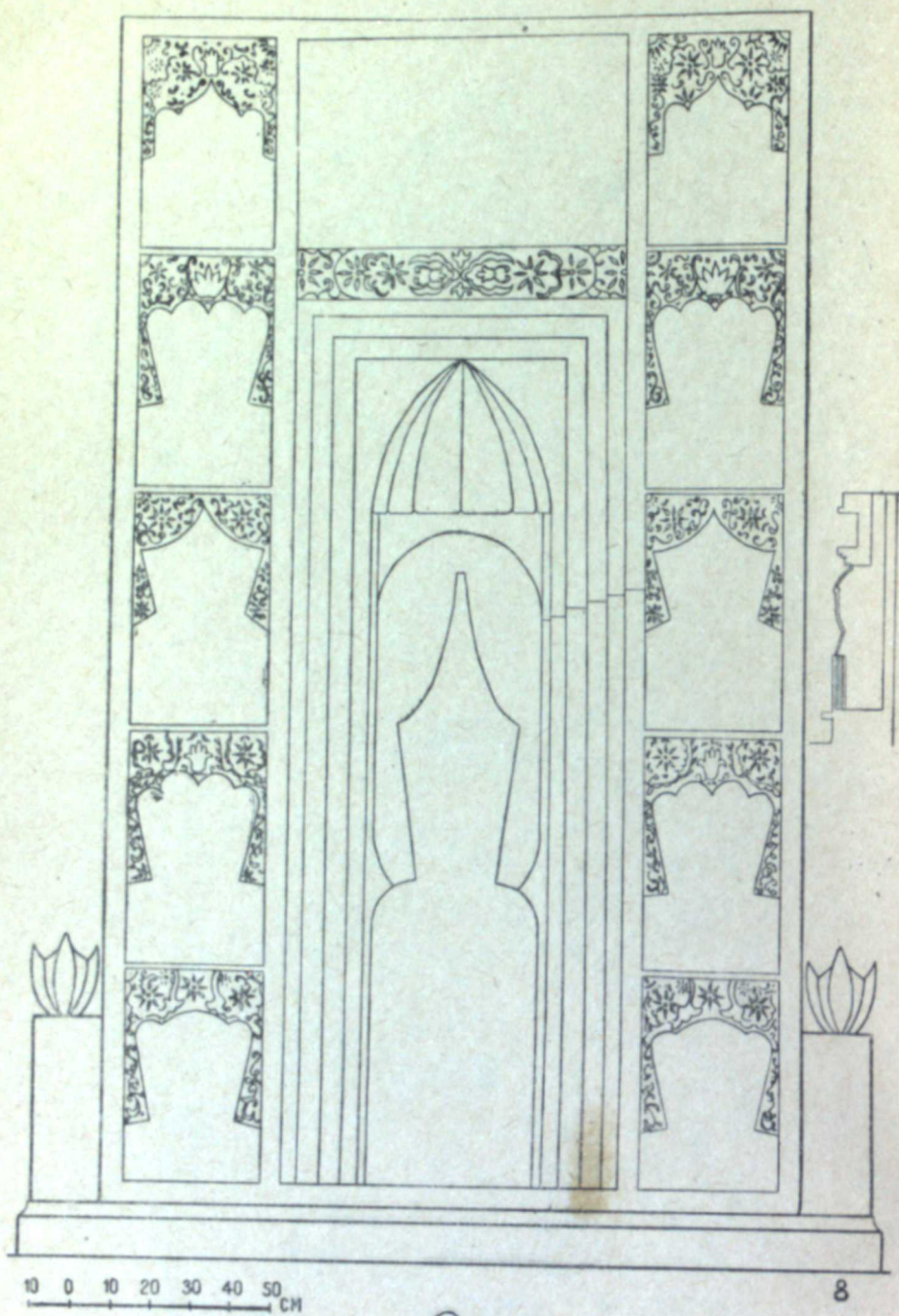




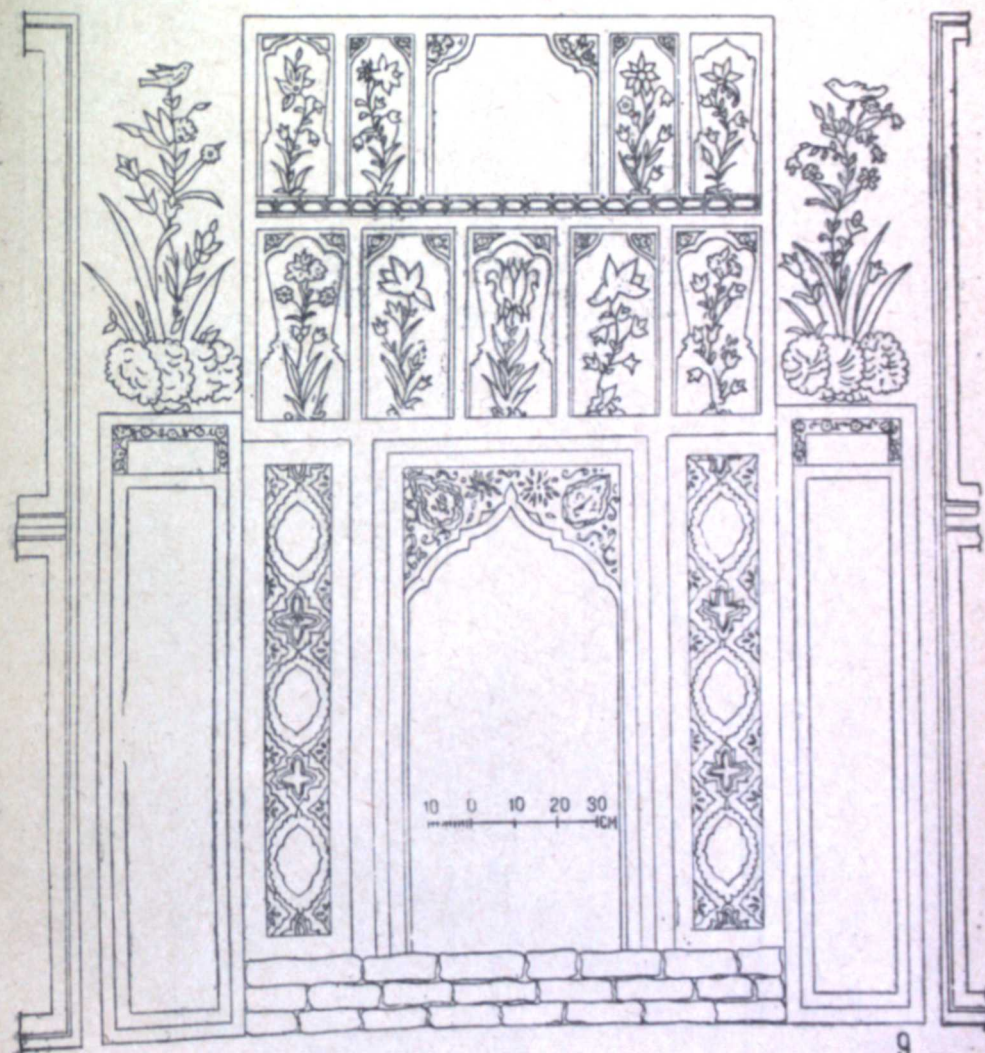
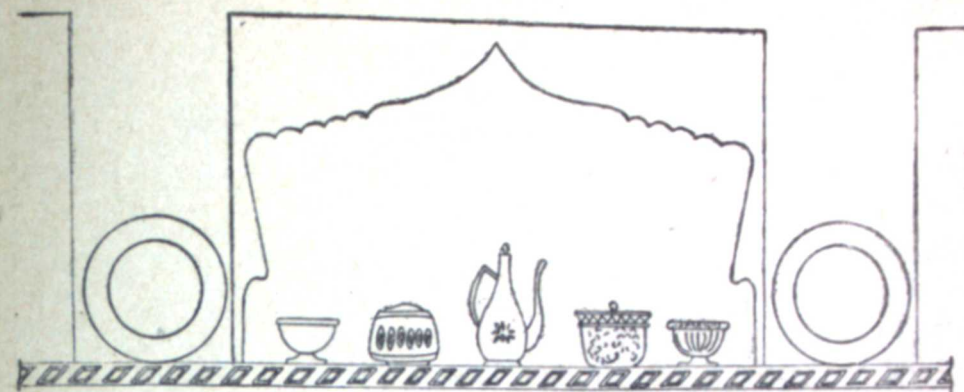
20 0 20 40 60 80 100  
 (CM)





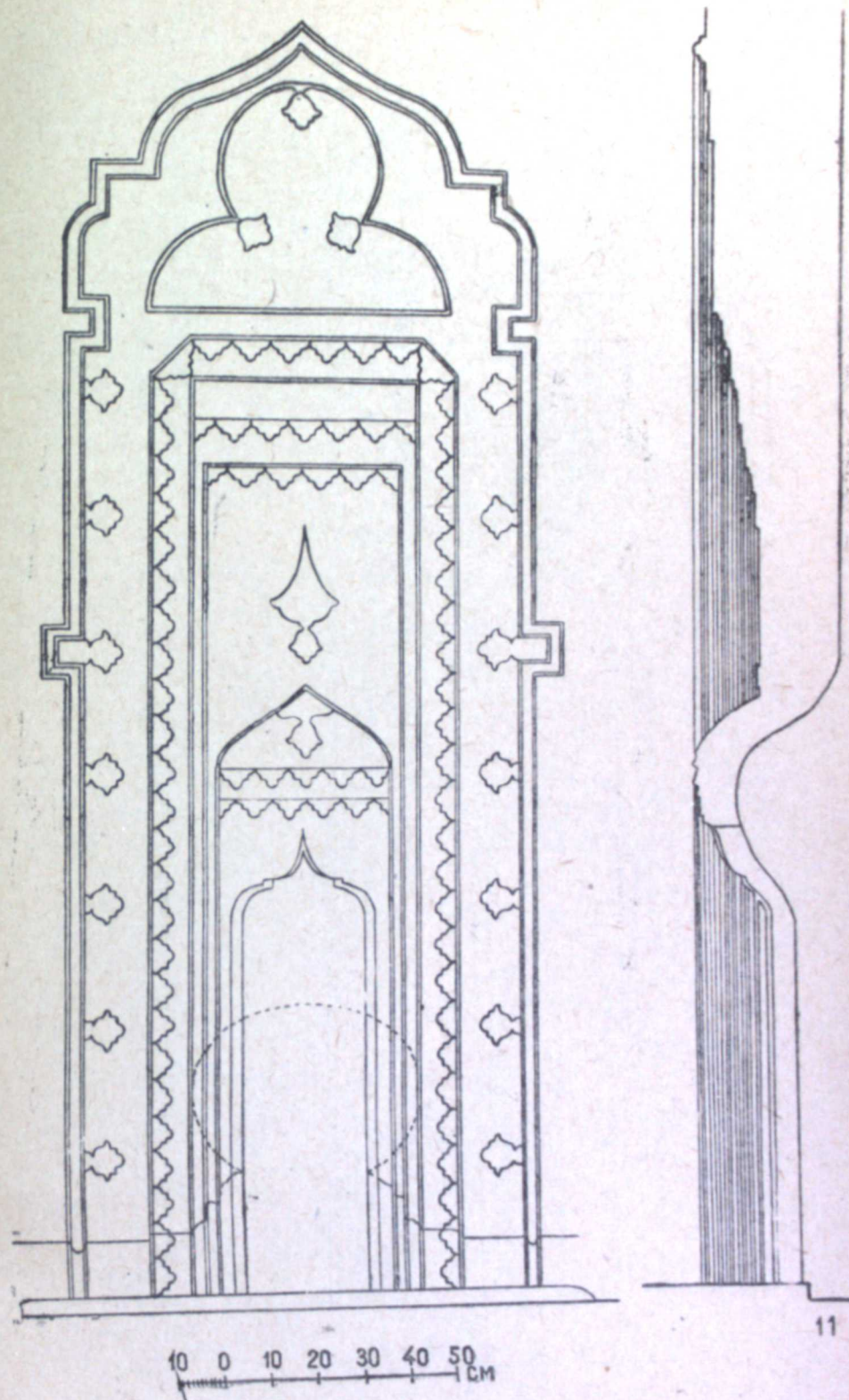
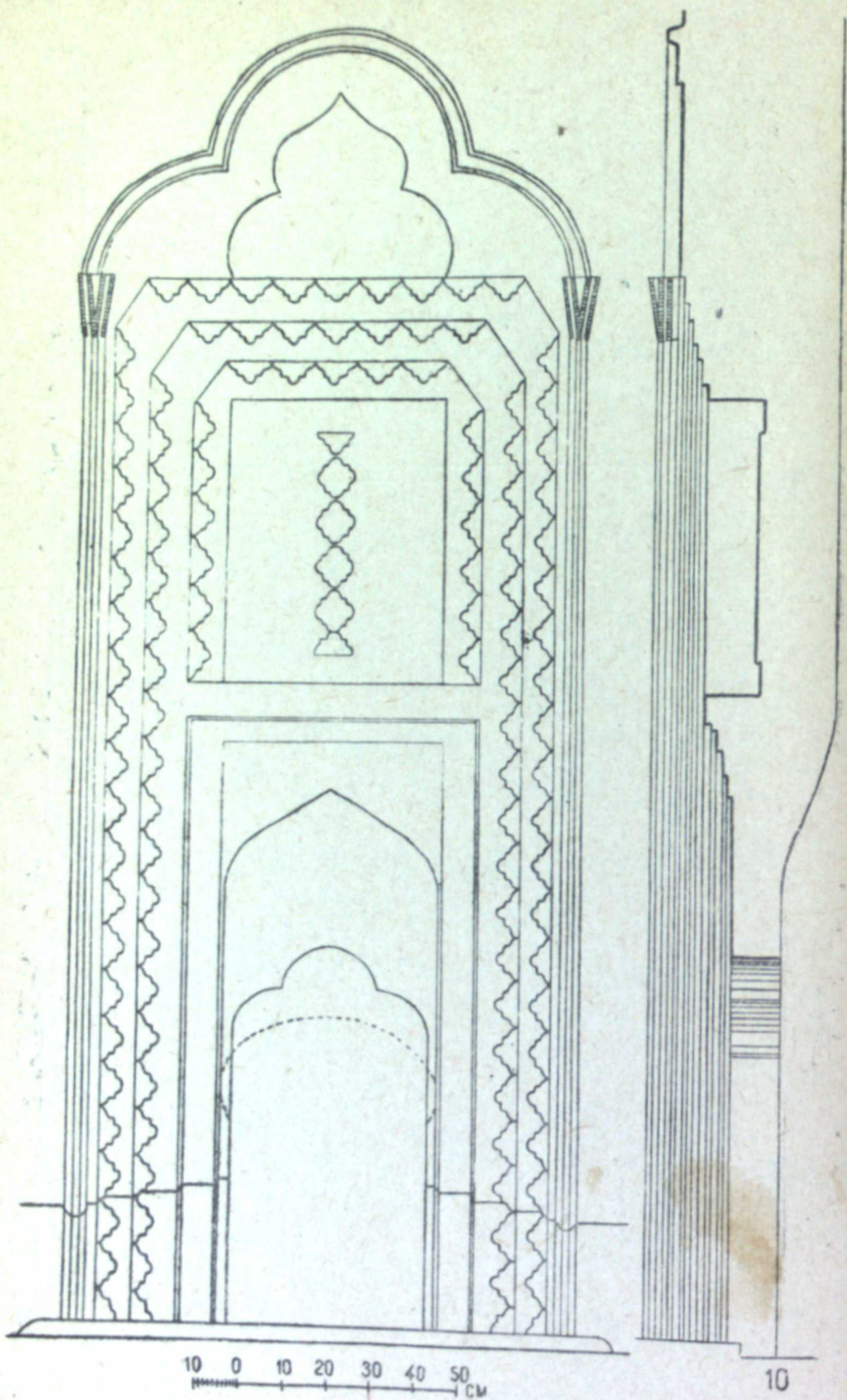


8

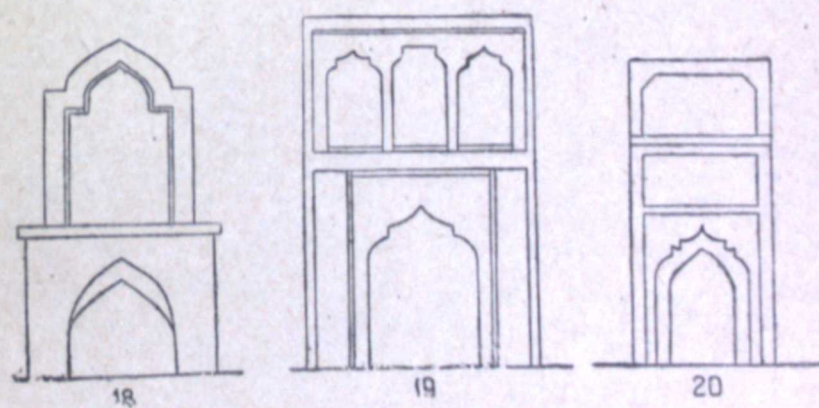
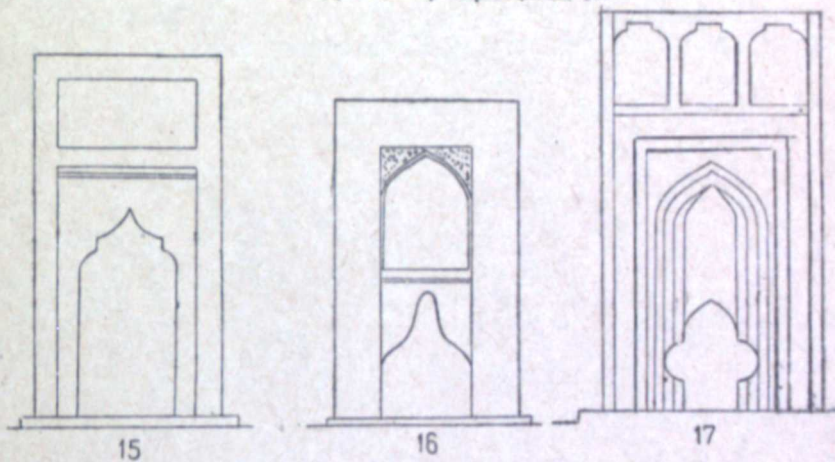
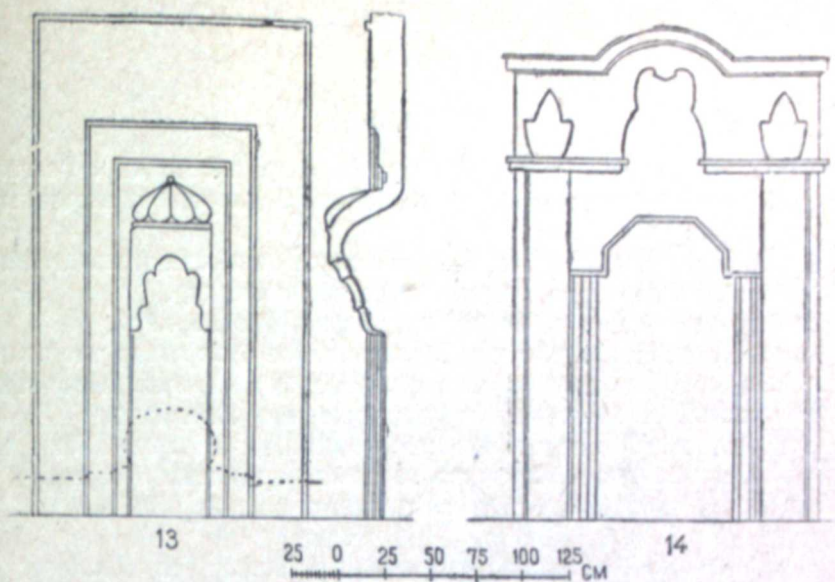
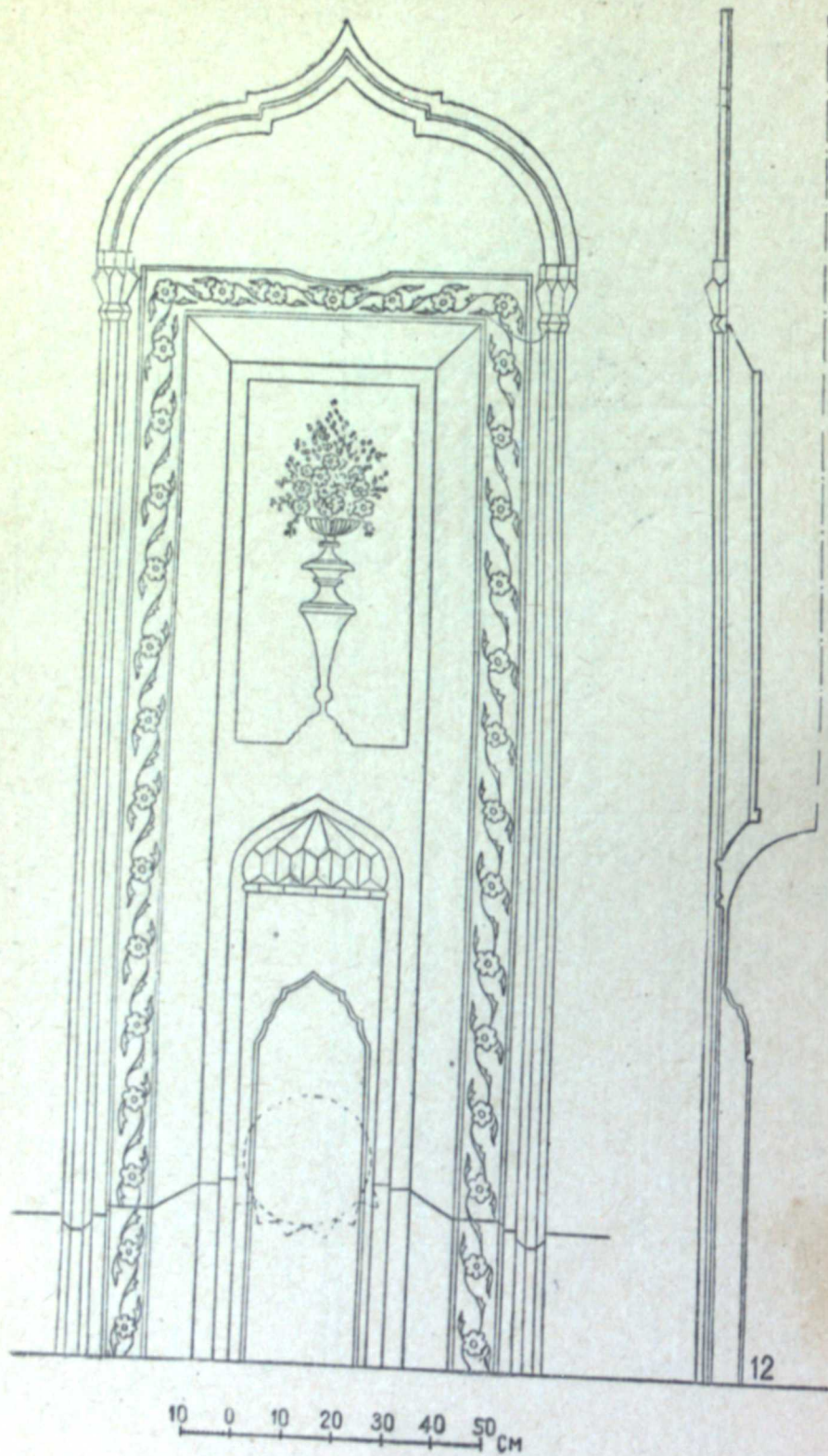


9











Гэзэнфэр Элизадэ

Азербайжан халг ме'марлыгынын өйрэнилмэсинэ даир

Бухарылар

## ХҮЛАСЭ

Бухары, дахили ме'марлыг мөвзуунун бир ниссэсидир. Мэгалэдэ характер бухарылар гысача тэсвир вэ тэһлил эдилэрэк, ашагыдакы нэтичэ чыхарылыр:

1. Бухарылар, үмүмийэтлэ, отағын юхары башында тикилдийиндэн, онларын бэзэйнэ нэр ердэ хүсуси фикир верилмишдир.
2. Бухарылар, эсас э'тибарилэ, шагули вэзийэтдэ олур.
3. Азербайжанын мүхтәлиф районларындакы бухарылар композисия чәһәтдән бир-бириндән фәргли олса да, онларын һамысы Азербайжан халг ме'марлыгынын хүсусийәтләрини мүһафизэ этмишдир.
4. Бухарыларын бэзэйн, отағын дахили бэзэйндэ үмуми аһәнк яратмагла бәрабәр, онларда мүстәви вэ габарыг орнаментләрә, гатарлара (сталактитләрә), айналара, тахча вэ тахчакүл бәзәкләринә чох тәсадүф эдилир.
5. Бухарыларын диварлары үмумийәтлэ кәчдән һазырланыр. Онларын үзү чатламасын дейә, кәчә учаган түкү гарышдырылыр.

Бухары тағларынын галынлығы 2 см-э яхын олур.

КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РЕГИОНАЛЬНОЙ  
ГЕОЛОГИИ ЗАКАВКАЗЬЯ

С 12 по 17 ноября 1951 г. Институтом геологии имени акад. И. М. Губкина Академии наук Азербайджанской ССР совместно с Институтом геологии и минералогии Академии наук Грузинской ССР и Институтом геологических наук Академии наук Армянской ССР была проведена в гор. Баку конференция по вопросам региональной геологии Закавказья.

Главной задачей конференции было обсуждение состояния исследовательских работ по основным вопросам геологии Закавказья, подведение итогов этих работ, выявление дискуссионных проблем, выработка согласованной программы дальнейших исследований.

В конференции приняли участие представители Института геологических наук Академии наук СССР, институтов геологических наук академий наук Узбекской и Туркменской ССР, Дагестанского филиала АН СССР, Московского университета, ВСЕГЕИ, ВИМСа, Московского филиала ВНИГРИ, объединений «Азнефть», «Азморнефть» и «Азнефтеразведка», АЗНИГРИ, Азербайджанского и Армянского геологических управлений, Азербайджанской геофизической конторы и других научных и производственных организаций.

Конференцию открыл президент Академии наук Азербайджанской ССР М. М. Алиев, который во вступительном слове отметил своевременность созыва конференции и остановился на успехах геологического изучения Закавказья за годы Сталинских пятилеток и крупнейших задачах, которые надлежит решить геологам Грузии, Армении и Азербайджана в связи с грандиозной программой строительства коммунизма. М. М. Алиев подчеркнул наиболее важные вопросы, которые требуют дальнейшего и при том совместного изучения, и выразил уверенность, что обмен информацией и мнениями поможет выбрать наиболее правильный путь для успешной разработки отдельных проблем и их совместного разрешения.

На конференции было заслушано 17 докладов, причем наибольшее число докладов (12) было посвящено вопросам палеон-

тологии и стратиграфии Азербайджана, Грузии и Армении.

Вопросы стратиграфии и палеогеографии палеозойских отложений Армении были освещены в докладе канд. геол.-мин. наук Р. А. Аракеляна (Институт геол. наук АН Армянской ССР). Докладчиком предложена новая стратиграфическая схема палеозойских отложений Армении, основанная на детальном и параллельном изучении их фауны и литологии. Особенно детально удалось расчленить средний и верхний девон и нижний карбон; окончательно установлено отсутствие среднего и верхнего карбона на этой территории и доказана большая, чем предполагалось ранее, мощность перми. По своему богатству фауной разрез девона южного Закавказья может служить эталоном для соответствующей палеогеографической зоны. Р. А. Аракеляном составлены карты распределения фаций и мощностей палеозоя Армении, позволяющие установить, что основная зона размыва находилась на севере и северо-востоке. В верхнем девоне возникло поперечное поднятие по линии Садарак—Айриджа; пермские отложения ложатся на нижний карбон и верхний девон с заметным несогласием.

Отложениям юры Грузии и Азербайджана были посвящены доклады чл.-корресп. АН Грузинской ССР И. Р. Кахадзе и канд. геол.-мин. наук Э. Ш. Шихалибейли (Азгеолуправление).

И. Р. Кахадзе отметил в своем докладе некоторые ошибки в освещении стратиграфии юрских образований Грузии, допущенные М. В. Муратовым в его капитальном труде по тектонике и истории развития альпийской геосинклинальной области юга СССР и сопредельных стран. Он подробно остановился далее на вопросах сопоставления верхнеюрских флишевых образований геосинклинали южного склона Большого Кавказа в пределах Грузии и предложил на основе своих исследований новую схему этого сопоставления, наиболее близкую к схеме В. П. Ренгартена и значительно отличающуюся от схемы И. Г. Кузнецова. В схеме И. Р. Кахадзе учитывается фациаль-







дование изменений рН среды, по данным водных вытяжек, установив между ними закономерную связь. Докладчику удалось также доказать самостоятельность верхнего горизонта апшеронского яруса и некоторую общность фауны верхнеапшеронских и бакинских слоев.

Естественным дополнением к докладам по стратиграфии третичных отложений послужил доклад доктора геол.-мин. наук А. Г. Алиева (Ин-т геологии АН Азерб. ССР) «Процессы осадкообразования в третичных бассейнах Азербайджана», в котором был обобщен и проанализирован большой материал, накопленный азербайджанскими литологами. Основываясь на данных фацциального анализа, а также анализа состава обломочных и сингенетических минералов, докладчик нарисовал общую картину распределения терригенно-минералогических и геохимических фаций по разрезу третичных бассейнов Азербайджана. Основными источниками сноса обломочного материала в эти бассейны явились на всем протяжении третичного времени Б. Кавказ, М. Кавказ и Талышский хребет. В западном Азербайджане ощущается также влияние областей размыта Дзирульского массива и Кахетинского хребта. Кроме того, для майкопского и тортоновского времени следует допустить существование самостоятельной области размыта в северо-восточной части Нижнекуринской депрессии. В век продуктивной толщи в пределы Апшеронского полуострова, а до этого в караганское и конкское время, в район ст. Ялама материал поступал также с севера—вероятно, с суши, ныне скрытой под водами Каспийского моря. Относительная роль перечисленных источников сноса изменялась во времени, с чем связано смещение терригенно-минералогических фаций; значительно изменялись также распределение глубин в бассейнах и их гидрохимический режим; в конечном счете причиной всех этих изменений явились тектонические движения.

В прениях по этой группе докладов был поднят вопрос о необходимости разработки единой стратиграфии палеогена и неогена Закавказья и о критериях проведения границ между ярусами и отделами (А. А. Габриелян), а также отмечена желательность более широкого изучения, наряду с фауной моллюсков и фораминифер, фауны рыб, ostracod, макро-и микрофлоры (К. А. Ализаде). Доктор геол.-мин. наук И. О. Брод (МГУ) указал на большое теоретическое и практическое значение обобщений, данных в докладе А. Г. Алиева, но возражал против наличия погребенной суши в Куринской впадине; канд. геол.-мин. наук В. И. Куликов (Азерб. геофиз. контора) подтвердил геофизическим материалом соображения А. Г. Алиева, оспаривавшиеся И. О. Бродом.

Доклад на тему «Тектоника Азербайджана (в свете новых данных)» сделал доктор геол.-мин. наук В. Е. Хаин (Ин-т геологии АН Азерб. ССР). Докладчик под-

черкнул, что большое значение для уточнения структуры Азербайджана имели в последние годы геофизические исследования, структурно-картировочное, разведочное и опорное бурение в депрессионных зонах республики, а также на морских площадях. Эти новые данные позволяют значительно уточнить тектонические взаимоотношения Апшеронского п-ова и Апшеронского архипелага с основной частью поднятия Б. Кавказа, подтверждая представление И. М. Губкина о принадлежности Апшеронского п-ова к осевой части Б. Кавказа и указывая на возникновение нового крупного возмущения в зоне Апшеронского архипелага. Уточняются также тектонические связи Кавказа и Закаспия. В Куринской впадине установлено наличие ряда крупных погребенных поднятий, наиболее южное из которых (Миальско-Муганское) продолжает собой Агдамский антиклинорий М. Кавказа. Тем самым сложное поднятие Талышского хребта оказывается продолжением более западных зон М. Кавказа, отделенным от последнего наложенным Араксинским прогибом. Во многом по новому рисует теперь и структура М. Кавказа, в частности сопряжение Сомхето-Карабахского и Севано-Акеринского синклинириев; более сложным оказывается строение Зангезура и Нах. АССР.

В содокладе на тему «Современные тектонические движения в Каспийской впадине» доктор геол.-мин. наук В. А. Горин (Ин-т геологии АН Азерб. ССР) осветил некоторые интересные закономерности в проявлении деятельности грязевых вулканов. Анализ материала по этим проявлениям, накопившегося в Азербайджане, позволил установить, что наиболее активные вулканы приурочены к полосам с.-з.—ю.-в. направления для южного Кобыстана и Прикуринской низменности и с.-в.—ю.-з. направления для восточного Кобыстана и Апшеронского п-ова. Наблюдается поочередное оживление деятельности вулканов в пределах то южных, то северных полос, то, наконец, всей площади Апшероно-Куринской депрессии; рассмотренный период распадается на 7 фаз. Фазы наиболее активной грязевулканической деятельности совпадают с наиболее низкими стояниями уровня Каспийского моря. Природа этой взаимосвязи подлежит еще выяснению.

В прениях по докладу В. Е. Хаина и В. А. Горина приняли участие И. О. Брод, В. И. Куликов, И. В. Кириллова и А. А. Сорский.

И. О. Брод, отметив практическое значение доклада и согласившись с его основными положениями, высказал мнение о наличии регионального разрыва вдоль северного борта Куринской впадины.

В. И. Куликов дополнил докладчиков соображениями о глубинной структуре Куринской впадины, основанными на геофизических данных.

Кандидаты геол.-мин. наук И. В. Кириллова и А. А. Сорский (Геофизический ин-

АН СССР) подвергли критике фациальные и структурные доказательства существования Баскальского тектонического покрова, установленного в свое время Н. Б. Вассоевичем и В. Е. Хаиным.

Большой интерес вызвали доклады по магматизму и металлогению трех закавказских республик. В докладе доктора геол.-мин. наук Г. М. Заридзе (Ин-т геологии и минералогии АН Грузинской ССР) «Магматизм и металлогения Грузии» был дан критический анализ взглядов на металлогению Грузии и выделено 8 самостоятельных циклов интрузивного магматизма с указанием их относительной металлогенической роли. Три из этих циклов относятся к палеозою (докембрий, нижний палеозой, девон-карбон), два—к мезозою (верхний бат, сеноман-коньяк), три—к третичному времени (средний эоцен, верхний эоцен и третичный цикл без подразделения). С вторым циклом связано полиметаллическое и редкометалльное (гранитоиды) и хромоникелевое (серпентиниты), с третьим—медноколчеданное и баритовое (гранитоиды) и хромоникелевое (серпентиниты), с четвертым—медноколчеданное и полиметаллическое, с пятым—полиметаллическое, железорудное, баритовое, с шестым—медноколчеданное и железорудное, с седьмым—пиритовое, с восьмым—редкометалльное, полиметаллическое, баритовое оруденение.

С докладом на тему «Магматизм и металлогения Армении» выступил действительный член АН Арм. ССР И. Г. Магакьян. Он отметил, что в Армении имеются крупные, союзного значения, месторождения ряда цветных и редких металлов, пространственно и генетически тесно связанные с интрузивными породами. Подвергнув критике предложенные ранее для Армении схемы возрастного расчленения интрузий, докладчик обосновал выделение четырех возрастных групп интрузивов: 1) древних (допалеозойских и палеозойских), 2) предсеноманских, 3) верхнемеловых—верхнеэоценовых, 4) миоценовых интрузий. Наблюдается ясно выраженная приуроченность определенных типов месторождений к определенным типам интрузивных пород и к определенным же геологическим условиям.

В связи с этим И. Г. Магакьян считает рациональным выделение на территории Армении нескольких тектоно-магматических комплексов: 1) комплекс интенсивно дислоцированных пород докембрия и нижнего палеозоя центральной Армении, прорванных древними основными и кислыми интрузивами; металлогеническая роль этого комплекса, повидимому, ничтожна; 2) пологоскладчатый комплекс мезозойских, в основном юрских отложений северной Армении, прорванных предсеноманскими гранитоидами; с ним связаны промышленные концентрации скарновых железных руд; 3) севанский комплекс изоклинально-складчатых вулканогенно-осадочных толщ мела и эоцена, прорванных интрузивами гипербазитов; к нему приурочены промышленные место-

рождения хромита; 4) пологоскладчатый комплекс мезозойских и эоценовых вулканогенно-осадочных толщ, прорванных гранитоидами верхнеэоценового и верхнемелового возраста с субвулканическими интрузивами альбитофиров и порфиритов, с которыми связаны колчеданные и полиметаллические месторождения; 5) складчатый комплекс вулканогенно-осадочных пород палеозоя, мезозоя и кайнозоя, прорванных кислыми и щелочными интрузивами миоцена; с ним связаны крупные концентрации медных и других руд. В заключение И. Г. Магакьян указал, что определенным глубинным фациям магматических пород отвечают соответствующие глубинные фации месторождений.

Доклад на тему «Магматизм и металлогения Азербайджана» был сделан действительными членами АН Азерб. ССР Ш. А. Азизбековым и М.-А. Кашкай. Докладчиками выделен ряд интрузивных формаций, различающихся по составу, возрасту и характеризующих определенные тектонические области: 1) герцинские диабазовые интрузии Нахичеванской зоны; 2) среднеюрская диабазовая формация Главного Кавказского хребта; 3) предкелловейская формация диоритов, габбро-диоритов и кварцевых диоритов южного Карабаха; 4) послесреднеюрские-досеноманские гранитоидные интрузии Северного Карабаха и Зангелана; 5) послетуронская—доверхнемиоценовая гранитоидная формация (плагнограниты, гранодиориты, кварцевые диориты) северо-восточной части М. Кавказа; 6) послетуронская-доверхнеэоценовая формация офиолитов центральной части М. Кавказа; 7) третичные (последнижесенонские) диоритовые, габбро-диоритовые и габбровые интрузии Нагорного Карабаха; 8) послесреднеэоценовая-домиоценовая формация гранитоидов (гранодиоритов, гранит-сиенитов, диорит-сиенитов, монзонитов) верховьев р.р. Тертер и Акера и Конгуро-Алангеского хребта; 9) верхнеэоценовая-нижнеолигоценовая формация габбро-тешенитов Ленкоранской области; 10) третичные (и верхнемеловые) габброидные интрузии южного склона Главного Кавказского хребта; 11) олигоцен-миоценовые интрузии и экстрезии диоритовых порфиритов, дацитов и базальтов Нахичеванской АССР и Кельбаджарского района. Каждая из этих формаций получила в докладе характеристику с точки зрения своих химико-минералогических особенностей, форм взаимодействия со вмещающими породами и металлогенической роли.

Выступивший в прениях доктор геол.-мин. наук Г. В. Гвахария (Ин-т геологии и минералогии АН Грузинской ССР) подчеркнул необходимость более углубленного изучения минералогического состава руд и широкого применения спектроскопических исследований. Общие теоретические вопросы рудообразования были затронуты в выступлении канд. геол.-мин. наук И. Н. Ситковского (Азгеолуправление).



Конференция приняла развернутое решение, во вступлении к которому отмечается своевременность и полезность ее созыва, а затем указываются основные задачи в области стратиграфии, тектоники, петрографии, металлогении Закавказья. Конференция признала необходимым уточнение схем стратиграфического подразделения юрских, меловых и палеогеновых отложений Кавказа в отношении объема и границ отдельных стратиграфических единиц, а также осуждение вопроса о правилах выделения и наименования местных свит и горизонтов. Конференция обратила внимание на необходимость детального изучения метаморфических толщ нижнего палеозоя и докембри, а также постановки специальных стратиграфических работ по среднему и верхнему палеозою Азербайджана и Грузии. Для решения спорного вопроса о возрасте юрских вулканогенно-обломочных толщ М. Кавказа конференция рекомендовала организовать совместную экскурсию специалистов трех республик. В отношении меловых отложений подчеркнута желательность расширения стратиграфо-палеонтологических исследований, в особенности в Азербайджане и Армении, а в области изучения палеогена намечен ряд вопросов, требующих скорейшего уточнения. Конференция констатировала, что к настоящему времени следует считать прочно установленным сарматский возраст отложений долины р. Раздан (Занга) и среднего и верхнего горизонтов соленосной толщи Нах. АССР, а также плиоценовый возраст значительной части третичных вулканогенных толщ М. Кавказа, относившихся ранее к олигоцену. Конференция признала желательным продолжение работы по составлению единой для всего южного Закавказья схемы подразделения континентальных вулканогенных толщ олигоцена и неогена. Конференция особо подчеркнула настоятельную необходимость специального изучения четвертичных отложений Закавказья и рекомендовала для стратиграфического расчленения континентальных и недостаточно охарактеризован-

ных фауной отложений использование спорных пыльцевого и диатомового анализа.

В области тектоники конференция признала назревшими задачами составление сводной тектонической карты Кавказа, обобщение и анализ всего гравиметрического материала с целью установления связи между гравитационными аномалиями, тектонической историей и структурной зональностью и, наконец, составление карты новейших тектонических движений Закавказья.

В области магматизма и металлогении поставлена задача составления в масштабе всего Закавказья схемы главных эффузивных и интрузивных фаз и отвечающих им металлогенических эпох, а также сводки по магматизму и металлогении Закавказья.

Конференция отметила большое значение проведенных в Азербайджане исследований по петрографии осадочных пород и желательность более широкого изучения этих пород в Армении и Грузии, одновременно указав на необходимость более тесной увязки исследований осадочных и магматических пород для того, чтобы восстановить общую картину процессов породообразования в различных геотектонических зонах.

Конференция постановила просить Президиум АН Армянской ССР организовать в 1952 г. совещание по вопросам рудообразования с экскурсией в Зангезур, а Президиум АН Грузинской ССР—экскурсию в Горную Кахетию и Лагичские горы для ознакомления с районами предполагаемых тектонических покровов. Признано желательным организовать совместное издание трудов, обмен статьями для помещения в журналах и обмен эталонными коллекциями по фауне, флоре, минералам, рудам между институтами трех закавказских академий и головными институтами АН СССР. Созыв следующей конференции по региональной геологии Закавказья намечен на сентябрь—октябрь 1952 г. в гор. Ереване.

Издание трудов конференции включено в план Издательства Академии наук Азербайджанской ССР.

*А. С. Байрамов и В. Е. Хаин*

#### ВСЕСОЮЗНОЕ СОВЕЩАНИЕ ПО ВОПРОСАМ РАЗВИТИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ОБЛАСТИ ВТОРИЧНЫХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

С 7 по 14 апреля 1952 г. в Академии наук Азербайджанской ССР происходило Всесоюзное совещание по вопросу развития научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти, созданное АН Азерб. ССР совместно с Комиссией по оказанию помощи нефтяной промышленности при Президиуме АН СССР, Министерством нефтяной промышленности, Институтом нефти АН СССР, объединениями «Азнефть» и «Азморнефть».

В работе совещания принимали участие представители Института нефти АН СССР, Нефтяной экспедиции АН Азерб. ССР.

Института физики и математики АН Азербайджанской ССР, ВНИИ, АзНИИ по добыче (Гипропромазнефть), АЗИИ им. Азизбекова, ГрозНИИ, УфНИИ, Львовского политехнического института и ряда других учреждений. В работе совещания принимали участие также руководящие работники Министерства нефтяной промышленности, объединений «Азнефть», «Азморнефть» и нефтетрестов.

С кратким вступительным словом, определившим цели и задачи совещания, выступил президент АН Азербайджанской ССР, М. М. Алнев.

Великий Сталин поставил перед нефтяной промышленностью страны грандиозную задачу—довести добычу нефти в ближайшее время до 60 млн. тонн в год. Успешное решение этой задачи может быть осуществлено лишь при широком развороте геолого-поисковых работ по изысканию и вовлечению в разработку новых нефтяных месторождений, при коренном усовершенствовании техники и технологии нефтедобычи с целью максимального использования потенциальных возможностей разрабатываемых нефтяных горизонтов.

Советское правительство в своих решениях неоднократно подчеркивало огромное значение вопросов вторичных методов добычи, как мощного резерва повышения нефтеотдачи и ускорения темпов извлечения нефти из недр.

В результате больших работ, проведенных Академией наук СССР, Академией наук Азербайджанской ССР и научно-исследовательскими институтами Министерства нефтяной промышленности, стало возможным на научной основе осуществлять рациональную разработку нефтяных месторождений с применением вторичных методов добычи нефти.

Большие успехи в области рациональной разработки нефтяных месторождений на основе современных достижений советской науки о подземной гидравлике были получены в Башкирии, Татарии, Краснодарском крае и других районах.

Новые методы воздействия на нефтяные пласты имеют особое значение для нефтяной промышленности Азербайджана, где после многолетней разработки в пластах осталось значительное количество неизвлеченной нефти.

Научно обоснованное проектирование рациональных методов разработки нефтяных месторождений и их промышленное внедрение требуют знания огромного комплекса величин, характеризующих геологию месторождения, физические свойства коллекторов нефти, физико-химические свойства нефти, газа и воды пласта, режим пласта, прошлую разработку и текущие потенциальные возможности пласта. Большое значение имеют также вопросы выбора воды, водоподготовки, бурения скважин на дренированных участках, обработки призабойной зоны скважин, наблюдения за ходом внедряемых процессов, экономики разработки месторождения и ряд других.

Практическая ценность и научная обоснованность геолого-технологических проектов разработки нефтяных месторождений находятся в непосредственной зависимости от полноты и качества используемых для проектирования исходных данных, характеризующих геолого-физико-эксплуатационные особенности залежи, а также от применяемых методов разработки проектов.

Однако, по сравнению с промышленным применением вторичных методов добычи нефти, где за последние годы достигнуты

определенные ощутимые успехи, научно-исследовательские работы в области вторичных методов добычи нефти находятся пока на недостаточном высоком уровне.

Основная масса исходных данных, характеризующих месторождение, без знания которых немислимо осуществление рациональной разработки его, для своего определения либо совершенно не располагает единой методикой, либо определяется по методике, далекой от того, чтобы быть названной научной.

До сих пор еще не имеется методики проектирования рациональной разработки нефтяных месторождений с применением гидродинамических расчетов, пригодной для всех случаев практики. Применяющиеся в настоящее время гидродинамические расчеты, пригодные для отдельных частных случаев практики, а также методы инженерного анализа являются лишь некоторым приближением к действительности и, конечно, не могут удовлетворить всех потребностей практики.

Неудовлетворительное состояние научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти объясняется прежде всего исключительной сложностью и новизной вопросов, связанных с процессами, происходящими в пласте. Слабая постановка вопроса организации специализированных лабораторий (гидродинамики, физики пласта, термодинамики, электромоделирования, гидрохимии и др.), призванных изучать геолого-физико-эксплуатационные особенности разрабатываемых горизонтов, плохая оснащение указанных лабораторий новейшей аппаратурой, а также отсутствие достаточного числа высококвалифицированных специалистов для укомплектования лабораторий, отрицательно влияют на разрешение интересующего нас вопроса.

Кроме того, до настоящего времени не все научно-исследовательские организации, занятые вопросами вторичных методов добычи нефти, наладили тесное сотрудничество с предприятиями нефтяной промышленности, отсутствует четкая координация деятельности различных научно-исследовательских институтов страны, слабо популяризуется научная и научно-популярная литература по отдельным вопросам рациональной разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

Начальник Технического управления Министерства нефтяной промышленности доктор техн. наук проф. Ф. А. Требиш выступил с докладом на тему «Задачи в области научно-исследовательских работ по вторичным методам добычи нефти», в котором детально остановился на основных проблемных вопросах рациональной разработки нефтяных месторождений.

Докладчик поставил перед научно-исследовательскими институтами вопрос о необходимости исследования возможности применения внутриконтурного заводнения, приобретающего огромное практическое



значение при разработке нефтяных горизонтов большой протяженности. Большое значение Ф. А. Третьяк придает вопросу эксплуатации глубоких скважин по способу, предложенному лауреатами Сталинских премий А. П. Карасевым, А. Г. Габриэляном и др.

Доклад начальника Нефтяной экспедиции АН Азерб. ССР доктора геол.-мин. наук проф. А. Г. Алиева был посвящен итогам работы и задачам Нефтяной экспедиции.

Докладчик отметил, что за время, истекшее с начала организации Нефтяной экспедиции (июнь 1950 г.), завершена большая работа по подсчету запасов нефти и газа по всем разрабатываемым месторождениям Азербайджана. Сверх планового задания закончен подсчет запасов нефти и газа по двум новым месторождениям Азербайджана.

В настоящее время указанная работа одобрена и принята Всесоюзной комиссией по запасам.

Нефтяная экспедиция разработала методику проектирования процессов воздействия на пласты применительно к месторождениям Азербайджана, характеризующимся газодонапорным режимом.

Параллельно с разработкой геолого-технологических проектов Нефтяная экспедиция разрабатывала ряд вспомогательных тем, целевые установки которых заключались в определении всех параметров пласта, служащих исходными данными для проектирования методов искусственного воздействия на залежь.

Перед Нефтяной экспедицией стоит важная задача вплотную заняться разработкой научных основ рациональной эксплуатации нефтяных месторождений с целью максимального использования потенциальных возможностей нефтяных залежей и ускорения темпов извлечения нефти.

Для этого необходимо развить и разработать вопросы гидродинамики многофазных потоков, физики пласта, термодинамики пластового флюида, моделирования процессов, происходящих в пласте и ряд других вопросов. Постановка и решение указанных проблем возможны лишь при условии наличия соответствующих специализированных лабораторий, оснащенных новейшей экспериментальной аппаратурой.

Вся работа Нефтяной экспедиции велась при непосредственном участии представителей ряда научно-исследовательских организаций республики, а также руководящих работников объединений «Азнефть» и «Азморнефть» и нефтестров. Положительные результаты работы Нефтяной экспедиции являются ярким доказательством исключительной эффективности сотрудничества работников науки и промышленности.

На совещании с докладом на тему «Перспективы развития вторичных методов добычи нефти в 1952—1955 гг. по объединению «Азнефть» выступил главный геолог объединения А. В. Фомин.

Доклад главного геолога объединения

«Азморнефть» канд. геол.-мин. наук В. С. Мелик-Пашаев'a был посвящен основным принципам разработки морских месторождений.

Помимо перечисленных выше, на совещании было заслушано свыше 20 докладов, посвященных вопросам геологии, исследования коллекторов нефти, физики нефтяного пласта, подземной гидродинамики, обработки призабойной зоны, водоподготовки, бурения скважин на дренированных участках, экономики вторичных методов нефтедобычи.

С докладом на тему «Литологические факторы формирования нефтяных месторождений и оценки их промышленных показателей» выступил доктор геол.-мин. наук проф. П. П. Авдусин (Институт нефти АН СССР).

Коллективом лаборатории Института нефти АН СССР разработана оригинальная методика исследования структуры и вещественного состава пород нефтяного пласта.

Результаты исследования форм и характера битуминозных включений подтверждают в большинстве случаев вторичность залегания нефти в осадочных породах; эти же исследования дают материал, позволяющий определить место нефти как минерального тела в сложной цепи непрерывно сменяющих друг друга фаз вторичного минералообразования в жизненном цикле земной коры.

Экспериментальные работы лаборатории Института нефти показали, что существует определенная функциональная зависимость

$$K-f(P_0, \Phi),$$

где  $K$  — коэффициент проницаемости породы;

$P_0$  — эффективная пористость;

$\Phi$  — отношение действительного периметра сечения поровых каналов к периметру эквивалентного цилиндрического канала.

Чем больше  $P_0$ , тем больше масса фильтрующейся нефти; с уменьшением  $\Phi$  увеличивается сопротивление движению фильтрующегося потока.

При решении задач, связанных с оценкой промышленной нефтеносности тех или иных геологических областей и провинций, появляется необходимость регионального физиографического анализа отложений, коллектирующих нефть, что дает возможность строить своего рода физиографические карты; такие карты были построены для целого ряда нефтяных месторождений.

Знание структуры и минералогического состава нефтесодержащих отложений является необходимым не только при решении региональных задач нефтяной геологии, но и при решении задач, связанных с разработкой нефтеносных недр.

По вопросам разработки и подземной гидродинамики на совещании был представлен ряд докладов.

Действительный член АН Азербайджанской ССР проф. Г. Н. Газиев сделал доклад на тему «Методика проектирования процесса воздействия на нефтяные залежи

в условиях месторождений Азербайджанской ССР».

Г. Н. Газиев отметил, что советскими учеными в настоящее время уже охвачены теоретическими исследованиями ряд вопросов, важных для проектирования рациональных систем разработки залежей, подчиненных водонапорному режиму. Сложные геолого-эксплуатационные условия нефтяных месторождений Азербайджанской ССР, подчиненных преимущественно газодонапорному режиму (многослойность, большая продолжительность прошлой разработки, неудовлетворительность постановки учета и документации нефтедобычи, изучения и установления основных параметров коллекторов и флюида), в значительной мере затрудняют разработку геолого-технологических проектов.

Геолого-технологический проект состоит из трех основных частей: геологической, технологической и экономической. Технологическая часть, являющаяся темой доклада Г. Н. Газиева, состоит из четырех разделов: а) анализ и обобщение собранного фактического материала, б) проведение промысловых и лабораторно-исследовательских работ по изучению параметров залежи, в) определение величин основных показателей процесса воздействия, г) инструкции и методики выполнения проекта.

В основу геолого-технологических проектов Нефтяная экспедиция в настоящее время ставит уравнение материального баланса, увязывающее между собой основные показатели разработки залежи — объемы извлеченных из залежи нефти и газа, объемы контурной воды, занявшей поровое пространство с падением пластового давления.

В указанных выше затруднительных условиях проектирования уравнение материального баланса является эффективным средством увязки прошлой и текущей разработки залежи с возможными перспективами осуществления процесса воздействия на залежь.

Очевидно, благоприятные результаты применения методов воздействия на залежь будут зависеть не только от качества разработки проекта, но и от надлежащего уровня техники осуществления его на практике.

В связи с этим в проектах даются наиболее важные инструкции и указания по ведению, наблюдению и регулированию процесса.

Накапливая опыт в процессе разработки проектов, подвергая детальному изучению результаты промышленного внедрения процессов воздействия на залежи, Нефтяная экспедиция совершенствует методику проектирования геолого-технологических проектов, подводя под них строгое научное обоснование.

Доктор техн. наук, проф. И. А. Чарный (МНИ) выступил с докладом на тему «О предельных дебитах и депрессиях в водо-

плавающих и подгазовых нефтяных месторождениях».

В докладе разбираются особенности притока к несовершенной скважине в месторождениях с подошвенной водой или газовой шапкой, распределение потенциала вдоль оси несовершенной скважины как причины образования водяного или газового конуса, метод расчета предельно допустимой высоты конуса и предельного безводного или безгазового дебита несовершенной скважины, влияние неодинаковой проницаемости по горизонтали и вертикали на величину предельного дебита, расчет предельной депрессии при притоке к несовершенной перфорированной скважине с учетом нарушения закона Дарси вблизи перфорированных отверстий, расчет депрессии при притоке к группе скважин в месторождении с подошвенной водой или газовой шапкой.

До настоящего времени гидродинамическим расчетам поддавались лишь месторождения с водонапорным режимом и режимом растворенного газа.

Кандидат физ.-мат. наук М. Д. Розенберг (ВНИИ) в своем докладе остановился на методах гидродинамического расчета месторождений при смешанном режиме применительно к условиям Азербайджана.

Основываясь на работах акад. Л. С. Лейбензона, акад. С. А. Христиановича, проф. И. А. Чарного и канд. техн. наук К. А. Царевича, посвященных движению газированной жидкости, и вводя понятие фиктивной вязкости, автор рассматривает газированную жидкость как однородную. Таким образом, М. Д. Розенберг смешанный режим рассматривает как водонапорный с вытесняемой жидкостью, обладающей некоторой фиктивной вязкостью, зависящей от соотношения нефти и газа в пласте и от ряда других факторов.

Выступившие в прениях по докладу М. Д. Розенберга отметили трудность экспериментального определения фиктивной вязкости для различных случаев практики.

Совещание рекомендовало при разработке геолого-технологических проектов по новым, еще не введенным в эксплуатацию залежам, применять комплексный метод с использованием данных промысловой геологии, подземной гидродинамики, электромоделирования, экономики. При разработке геолого-технологических проектов по месторождениям, находящимся в эксплуатации, применять методы инженерного анализа, практикуя гидродинамические расчеты отдельных звеньев процесса воздействия на пласт в сочетании с уравнением материального баланса.

Младший научный сотрудник Нефтяной экспедиции АН Азерб. ССР М. Т. Абасов в своем докладе на тему «Методика проектирования разработки залежей типа Гюргяны-море» изложил методику гидродинамических расчетов, основанную на полученных в 1951—1952 гг. результатах исследо-



вания движения газированной жидкости. Расчет по этой методике учитывает переход с режима растворенного газа на напорный.

Доцент П. М. Белаш (МНИ) выступил с докладом на тему «Моделирование процессов разработки нефтяных пластов». Анализ процессов разработки нефтяных пластов при любых режимах—водонапорном, упругом и режиме растворенного газа—кроме детального выяснения геологической структуры пласта, его коллекторских свойств, требует знания гидродинамической картины фильтрационных потоков, полей давлений и т. п. Подобные задачи легко решаются с помощью электрических моделей пласта. Круг задач, решаемых на электрических моделях, тот же, что и круг задач, решаемых методами гидродинамики. Однако инженерные возможности электрических моделей шире в связи с тем, что они учитывают любые неоднородности пласта (изменения мощности, проницаемости) и различие в вязкостях фильтрующихся жидкостей.

На электрических моделях решаются следующие задачи: определение дебитов скважин, времени разработки, перемещения водонефтяных контактов по заданным давлениям на забоях скважин и контурах питания и заданной расстановке скважин; определение забойных давлений по данным дебитам скважин; воспроизведение процесса законтурного заводнения, определение дебитов нагнетательных и эксплуатационных скважин, регулирование процесса заводнения; рациональная расстановка скважин и ряд других.

Упрощенные электрические модели следует рекомендовать лабораториям нефтестрестов как один из простых и доступных методов гидродинамического анализа разрабатываемых месторождений.

Ряд докладов был посвящен вопросам физических свойств пласта и содержащегося в них флюида—нефти, воды и газа.

Исключительно содержательный доклад доктора техн. наук проф. М. М. Кусакова (Институт нефти АН СССР) был посвящен молекулярно-поверхностным явлениям и капиллярным эффектам при движении нефти, воды и газа в пласте. Отметив, что молекулярно-поверхностные явления играют существенную роль во всех процессах, протекающих в нефтяном пласте и, в частности, в процессах движения нефти, воды и газа по пласту, М. М. Кусаков подробно остановился на вопросе о том, в каком состоянии вода и нефть находятся в пласте на разных стадиях его эксплуатации, на вопросах фильтрации нефти, воды и газа в пористой среде и влияния на нее адсорбционно-солеватных слоев, а также наличия или отсутствия менисков на границе раздела фаз, являющихся причиной появления капиллярного давления.

Исследование молекулярно-поверхностных свойств и капиллярных эффектов

обычно проводилось без учета давления и температуры, соответствующих пластовым условиям. Установка, построенная в Институте нефти АН СССР, позволяет измерять поверхностное натяжение нефтей и вод на разных границах раздела по методу измерения размеров капли, а также краевые углы смачивания и плотность при давлениях до 300 атм и температурах до 100°C.

Результаты экспериментальных исследований на указанной установке показали, что поверхностное натяжение нефтей на границе с газами (азот, метан, пропантановая смесь) убывает с возрастанием давления, при чем тем сильнее, чем ниже температура. Значение поверхностного натяжения на границе нефть—газ существенно зависит от растворимости газа в нефти: изменение поверхностного натяжения с давлением тем сильнее, чем выше растворимость газа в нефти.

Если давление создается азотом, мало растворимым в нефти и в воде, то поверхностное натяжение нефти на границе с водой практически не зависит ни от давления, ни от температуры. При наличии в нефти воднорастворимых полярных компонентов поверхностное натяжение нефти на границе с водой уменьшается с повышением давления при повышенной температуре. Поверхностное натяжение нефтей на границе с водой в условиях насыщения обеих жидких фаз метаном при повышении давления сначала возрастает, затем уменьшается и при дальнейшем увеличении давления часто остается практически постоянным.

Повышение давления не оказывает заметного влияния на величину краевого угла смачивания парафина и гидрофобизированного кальцита в атмосфере азота.

Метод изучения зависимости молекулярно-поверхностных свойств нефти от давления и температуры, разработанный в Институте нефти АН СССР (М. М. Кусаков, Н. М. Лубман и А. Ю. Кошевич), может быть рекомендован для нефтяных лабораторий, изучающих свойства нефти и воды в пластовых условиях.

На тему «Поверхностно-активные свойства пластовых вод и нефтей различных нефтяных месторождений и выбор воды для целей заводнения» выступил канд. геол.-мин. наук В. Т. Малышек (Гипропром-азнефть).

Лучшая нефтewымывающая способность щелочных пластовых вод объясняется наличием в этих водах поверхностно-активных веществ, а при отсутствии таковых—способностью щелочной воды при контакте ее с нефтью извлекать из последней поверхностно-активные вещества. Лучшей способностью извлекать из нефти поверхностно-активные вещества обладают щелочные воды, содержащие карбонатный и гидроксильный ионы.

Выступившие в прениях по докладу В. Т. Малышка отметили необходимость

усиления исследований нефтewымывающих свойств морской воды, с целью их улучшения.

Доклады доктора техн. наук проф. Ф. И. Котяхова (ВНИИ Гипропром-азнефть) и канд. техн. наук Г. А. Бабаляна были посвящены вопросам нефтеотдачи пластов.

О методах исследования связанной воды в нефтяных коллекторах доложил канд. техн. наук С. Л. Закс (Институт нефти АН СССР).

Весьма интересному и новому вопросу исследования критических условий и фазового равновесия в системе нефть—газ было посвящено выступление доктора хим. наук Т. П. Жусе (Институт нефти АН СССР).

Экспериментальными исследованиями установлено, что при определенных соотношениях нефти и газа эта система может находиться в однофазном газовом состоянии при пластовых условиях, т. е. при температурах до 100—120°C и давлениях порядка 250—400 атм и выше.

Достижение однофазного газового состояния в системе нефть—метан требует высоких давлений (часто 1000 атм и более), однако введение в систему нефть—метан ближайших гомологов метана, например пропана, значительно снижает критическое давление—давление полного перехода системы в однофазное газовое состояние.

Результаты экспериментов и выводы имеют большое теоретическое и практическое значение как в вопросах нефтедобычи, так и в особенности в вопросах холодной переработки нефти.

Доклады канд. хим. наук А. Ю. Намикова (ВНИИ) и канд. техн. наук Е. И. Суханкина (УФНИИ) были посвящены исследованию физико-химических свойств пластовых нефтей, вод и газов восточных районов СССР.

Вопросам увеличения приемистости нагнетательных скважин, химического крепления грунта призабойной зоны, проводки оценочных, нагнетательных и эксплуатационных скважин на разрабатываемых площадях были посвящены выступления доктора техн. наук проф. С. М. Кулиева (АН Азербайджанской ССР), кандидатов техн. наук М. А. Геймана (Институт нефти АН СССР), Ю. М. Шехмана (Институт механики АН СССР) и В. И. Шурова (ВНИИ).

Доклад научного сотрудника АН Азерб. ССР В. И. Коршунова затронул вопросы экономической эффективности вторичных методов нефтедобычи и порядка проектирования технико-экономических показателей процессов воздействия на залежь.

В оживленных прениях доклады были подвергнуты детальному критическому обсуждению. Совещание решило просить Президиум АН Азербайджанской ССР из-

дать отдельным сборником доклады, заслушанные на совещании.

В заключение совещание приняло развернутое решение по вопросам развития научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. В решении перечислены конкретно вопросы научно-исследовательского характера, которые должны стать центром внимания институтов АН СССР, АН Азербайджанской ССР и Министерства нефтяной промышленности и которые должны найти свое разрешение в самое ближайшее время; сюда относятся задачи в области нефтяной геологии, в области исследования коллекторов нефти, физики нефтяного пласта, подземной гидродинамики, обработки призабойной зоны и водоподготовки, экономики вторичных методов нефтедобычи.

Кроме того, в решениях Всесоюзного совещания записан ряд мероприятий организационного характера:

1. В связи с необходимостью значительного расширения теоретических, экспериментальных и проектных работ по рациональной разработке нефтяных месторождений с применением различных методов воздействия на нефтяные пласты, рекомендовать Президиуму Академии наук Азербайджанской ССР пересмотреть организационную структуру Нефтяной экспедиции, предусмотрев усиление научных и проектных работ в области подземной гидродинамики, электро моделирования, термодинамики, физики пласта, технологии бурения, и организацию соответствующих лабораторий.

Принять необходимые меры по укомплектованию вновь создаваемых лабораторий высококвалифицированными кадрами.

2. Организовать в гор. Москве для работников ЦНИЛов объединений и трестов, а также для промысловых работников постоянно действующие шестимесячные курсы по основам проектирования методов воздействия на пласт.

Войти с ходатайством в Министерство высшего образования об изменении программы в нефтяных вузах для промыслово-геологической специальности, обратив особое внимание на увеличение времени прохождения курса по математике, подземной гидравлике, физике и физико-химии пласта, а также об учреждении с 1952 г. специализации по подземной нефтяной гидродинамике при физико-математическом факультете Азербайджанского государственного университета им. С. М. Кирова.

3. Возбудить ходатайство о создании на базе Нефтяной экспедиции АН Азербайджанской ССР Института по разработке нефтяных месторождений в составе Академии наук Азербайджанской ССР.

А. Г. Алиев и А. Б. Цатурянц



8 руб.