

*А. А. Трофимук, В. С. Вышемирский,  
А. И. Дмитриев, Д. И. Дробот,  
Б. Н. Карагодин, И. Н. Сулимов*

## **РАСПОЗНАВАНИЕ ОБРАЗОВ ГИГАНТСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

По мере развития нефтяной промышленности гигантские месторождения приобретают все большее значение. Составляя только 0,2% от общего числа всех известных месторождений (24 из 11 тыс.), они содержат примерно 70% разведанных мировых запасов нефти и дают к тому же наиболее дешевую нефть. Поэтому главной задачей поисково-разведочных работ на нефть является открытие крупных и гигантских месторождений, а не месторождение вообще.

### **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ**

Четкие поисковые признаки гигантских месторождений пока не выделены. Даже такой, казалось бы, очевидный признак, как размеры ловушек, зачастую не позволяет судить о размерах месторождений. Крупная ловушка может содержать небольшую залежь, а мелкие структуры, рассматриваемые при поисках в качестве самостоятельных ловушек, иногда представляют собой лишь осложнения более крупной ловушки, содержащей огромную залежь.

Все известные гигантские месторождения были открыты намного позднее (нередко на целые десятилетия), чем первые месторождения в тех же нефтеносных провинциях и их действительные запасы выявлялись не в ходе поисковых работ, а лишь при детальной разведке. Ясно, что разработка методов прогнозирования гигантских нефтяных месторождений на начальных стадиях поисковых работ стала наиболее острой потребностью практики. В первую очередь это относится к многочисленным осадочным бассейнам Сибири и Дальнего Востока, где поисковые работы в основном еще не вышли из стадии предварительных оценок перспектив нефтегазопосности.

В большинстве сравнительно хорошо изученных нефтеносных провинций мира гигантские месторождения не обнаружены. Очевидно, и в Сибири такие месторождения будут найдены лишь в некоторых перспективных на нефть осадочных бассейнах, и их очень важно выделить уже сейчас, а в их пределах наметить перспективные районы, с которых следует начинать детальное изучение этих бассейнов.

На ранней поисковой стадии мы не располагаем комплексом признаков, непосредственно свидетельствующих о наличии или отсутствии гигантских месторождений. Представляется целесообразным поэтому ис-

пользовать накопленную по каждому изучаемому району разнообразную геологическую информацию, часть которой, вероятно, в какой-то мере отражает условия формирования гигантов хотя бы косвенным образом. Детально обработать такую информацию можно только с помощью математических методов, преимущественно методами дискретного анализа, поскольку дело имеет приходится с сообщениями различной природы (числа, карты, литологические формулировки).

В Институте геологии и геофизики СО АН СССР в данном направлении проводятся разнообразные исследования. На первом этапе этой работы была изучена информация по всем гигантским месторождениям мира, расположенным в платформенных областях и связанным со структурными ловушками [18, 19]. В. С. Вышемирским при участии О. П. Вышемирской, И. А. Олли и В. В. Рябова составлены таблицы признаков для 21 гигантского месторождения. Эти таблицы А. Н. Дмитриевым при участии А. Н. Бишаева, В. Д. Карбышева, Е. А. Смертина и Т. И. Штановой были обработаны на ЭВМ по алгоритмам логико-дискретного анализа [2, 6, 13, 14 и др.].

Многие признаки, отражающие геотектоническую обстановку и свойства нефтеносных свит гигантских месторождений, получили существенный отождествляющий информационный вес. Следовательно, они имеют поисковое значение [18]. Среди них важную роль играют признаки, соответствующие объемно-генетическому подходу к оценке перспектив нефтегазоносности: мощности и объемы глинистых и карбонатных пород (и всех осадочных пород в целом) по всему бассейну и, особенно, от кровли нефтеносной свиты до кристаллического фундамента в зоне, околупуренной по мульдам впадин, окружающих месторождение, т. е. в зонах вероятного питания залежей углеводородами.

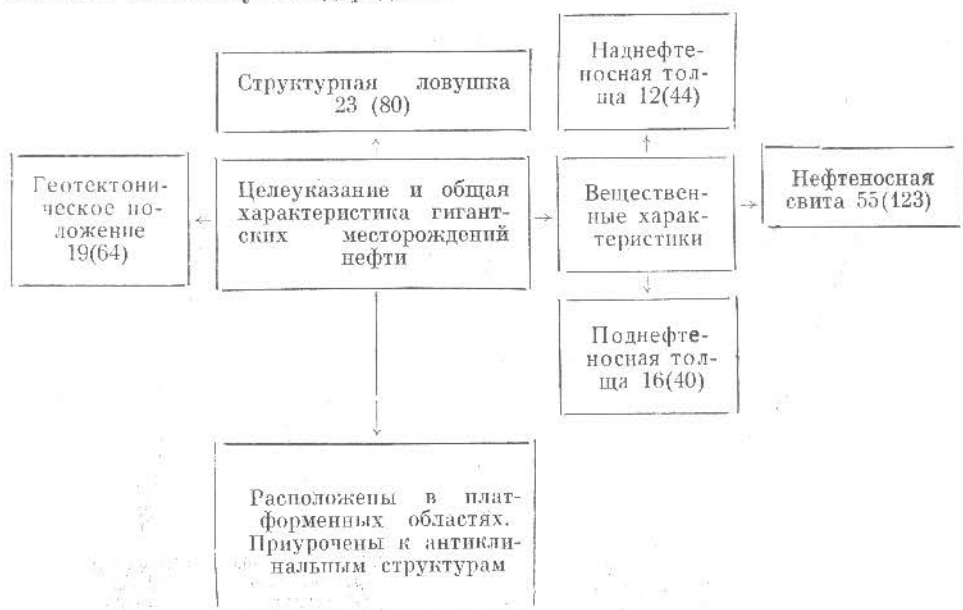


Схема деления учетной и обработанной информации (19 — число свойств месторождения, (64) — число учетных признаков).

В соответствии с этим открытие новых гигантских нефтяных месторождений наиболее вероятно в крупных седиментационных бассейнах объемом 4—5 млн. км<sup>3</sup> и больше, например в Тунгусской и Виллюйской

синеклизах, Иркутском амфитеатре. В таких бассейнах особенно благоприятны крупные своды, примыкающие к обширным впадинам.

Перспективы открытия нефтяных гигантов можно определить более уверенно путем решения задачи по распознаванию образов, что и является основным содержанием рассматриваемого здесь этапа работы.

В качестве эталонов использовались разведанные гигантские месторождения, упомянутые выше, а для решения выбрано пять перспективных на нефть объектов. Для них были составлены такие же матрицы признаков, как и для разведанных гигантов. На два объекта из Западной Сибири матрицы составлены Ю. Г. Карагодиным, на два объекта из Тунгусской синеклизы и Присяяно-Енисейского прогиба — И. Н. Сулимовым и на один объект из Иркутского амфитеатра — Д. И. Дроботом. Краткая характеристика исследованных объектов приведена ниже под теми же номерами, под которыми они фигурируют в описании решения.

При изучении упомянутых выше объектов применен логико-дискретный способ обработки информации, первый опыт употребления которого в задаче о нефти кратко изложен в работе А. А. Трофимука и др. [18]. В данном исследовании используются некоторые дополнительные разработки метода, обусловленные спецификой задачи прогнозирования гигантских нефтяных месторождений. Изложению полученных результатов предпослано краткое описание формализованных средств анализа.

### ФОРМАЛИЗОВАННЫЕ СРЕДСТВА РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

Материал, подлежащий исследованию (рис. 1), как видно из геологической постановки задачи, по числу объектов не является массовым. Число объектов столь мало, что утверждение о представительности выборки как случайной теряет смысл. Это и побудило нас прибегнуть к логическому способу обработки информации в следующей постановке задачи.

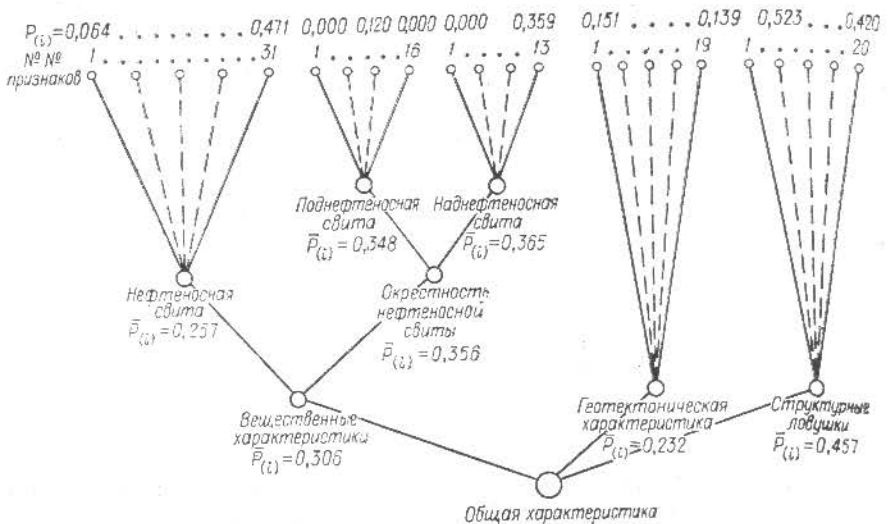


Рис. 1. Информационный граф характеристики гигантских месторождений нефти.  $P_{(i)}$  с учетом отождествляющих признаков показано в числителе, а без учета их — в знаменателе.

Пусть  $m$  объектов  $S_1, \dots, S_m$  задачи последовательностью описаний из  $n$  двоичных символов:  $S_i = \{x_{1j}, \dots, x_{ij}\}$ , где  $x_{ij} \in \{1, 0\}$ , а  $i = 1, 2, \dots, m$  — число признаков;  $j = 1, 2, \dots, n$  — число объектов исследования. Описания заданы в виде таблицы  $T$ , строкам которой соответствуют объекты, а признаки заданы столбцами таблицы  $m \times n$ . Характерно, что в таблице  $T$  отсутствует столбец (столбцы) за номером (номерами)  $x_{n+1}, (x_{n+2}, \dots, x_{n+l})$ , который является целеобразующим признаком, упорядочивающим объекты изучения по их важности (например, шкала запасов месторождений, подвергнутых обследованию).

Требуется с помощью формализованных средств анализа геологических сообщений установить возможность ответов на вопросы по такому перечню, т. е. выяснить:

- 1) сортируемость признаков по их существенности в процедуре сравнительного изучения объектов,
- 2) возможность разложимости исследуемых объектов на классы,
- 3) упорядоченность объектов по вычисленным параметрам и соответствие этой упорядоченности критерию  $x_{n+1}$ ,
- 4) возможность диагностики объектов, не вошедших в обучающую последовательность,
- 5) масштаб  $x_{n+1}$  для каждого экзаменуемого объекта, т. е. устанавливается ли масштаб запасов прогнозируемых площадей.

Приведем кратко характеристики алгоритмов, идейно восходящих к работе [20] и потребовавшихся для решения поставленной задачи. Некоторые из них (об этом будет указано в соответствующем месте) построены в связи со спецификой данной задачи.

$m \times n$ -таблицей (далее всюду) называется прямоугольная матрица с элементами из алфавита  $\{0, 1, -\}$ . Представим  $m \times n$ -таблицу  $T$  в виде «столбца строк»

$$\begin{bmatrix} T^*_1 \\ T^*_2 \\ \dots \\ T^*_m \end{bmatrix}$$

и «строки столбцов» как  $[T^*_1, T^*_2, \dots, T^*_n]$ . Тогда таблица  $U$ , имеющая вид

$$\begin{bmatrix} T^*_{i_1} \\ T^*_{i_2} \\ \dots \\ T^*_{i_k} \end{bmatrix}, \quad 1 \leq i_1 < i_2 < \dots < i_k \leq m, \quad k \leq m,$$

является сужением по строкам для  $T$ . Укажем также, что  $U = T$ , если  $U$  имеет представление  $[T^*_{j_1}, T^*_{j_2}, T^*_{j_3}, \dots, T^*_{j_l}]$ ,  $1 \leq j_1 < j_2 < \dots < j_l \leq n$ ,  $l \leq n$ , и следовательно,  $U$  есть сужение по столбцам для  $T$ . В этом случае запишем  $U \uparrow T$ .

Индуктивно зададим бинарную операцию « $\circ$ »:

- 1) пусть  $T, S = 1 \times 1$  таблицы, тогда  $T \circ S = S \circ T, S \circ [-] = [0], [0] \circ [1] = [1]$ ;

- 2) пусть  $T = [UT^*_n], S = [VS^*_n]$ , тогда  $T \circ S = [U \circ VT^*_n \circ S^*_n]$ ;

- 3) пусть  $T = \begin{bmatrix} T^*_1 \\ U^* \end{bmatrix}, S = \begin{bmatrix} S^*_1 \\ U^* \end{bmatrix}$ , тогда

$$T \circ S = \begin{bmatrix} T^*_1 \circ S^*_1 \\ U^* \circ S^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T^*_1 \circ S^*_1 \\ U^* \circ S^* \end{bmatrix}$$

Для  $2 \times n$ -таблицы  $T$  положим  $\Delta T = T_1 \circ T_2^*$ . Пусть  $T_{m \times n}$  — таблица,  $m \geq 3$ , тогда, если  $T = \begin{bmatrix} T_1^* \\ U \end{bmatrix}$ , принимаем

$$\Delta T = \begin{bmatrix} T_1 \circ T_2 \\ \Delta U \end{bmatrix}$$

$q$ -арную операцию  $\alpha_q$ ,  $q = 2, 3, \dots$  определяем так:

$$\alpha_2(T_1, T_2) = T_1 \circ T_2,$$

$$\alpha_q(T_1, T_2, \dots, T_q) = \begin{bmatrix} T_1 \circ T_2 \\ T_1 \circ T_q \\ \alpha_{q-1}(T_2, \dots, T_q) \end{bmatrix}$$

Утверждается, что строка [1] есть последователь для строк [1], [0], а строка [0] есть последователь для строки [0]. Вообще  $1 \times n$ -строка  $T$  есть последователь для  $1 \times n$ -строки  $S$ ,  $n \geq 2$ , если  $S = [VS_{*n}]$ ,  $T = [UT_{*n}]$ ,  $U$  — последователь для  $V$  и  $T_{*n}$  — последователь для  $S_{*n}$ . Пусть имеется таблица  $T_{m \times n}$ . Через  $f^i(T)$ ,  $i = 1, 2, \dots, m$  обозначает таблицу  $T$ , если  $T_{i*}$  не является последователем ни одной из строк  $T_1^*$ ,  $T_2^*$ ,  $\dots$ ,  $T_{i-1}^*$ ,  $T_{i+1}^*$ ,  $\dots$ ,  $T_m^*$ , и таблицу, заданную в виде «столбца строк», если  $T_{i*}$  является последователем одной из указанных строк.

$$f(T) = f^m(f^{m-1} \dots f^2(f^1(T)) \dots).$$

Строку, составленную из символов {0}, назовем нулевой строкой. При решении данной задачи были использованы следующие алгоритмы:

Для  $m \times n$ -таблицы  $T$  полагаем

$A_1$  — алгоритм вычисления тестовых параметров таблиц бинарных символов, таких как информационные веса строк и столбцов [4, 13];  $A_2$  — алгоритм вычисления тестовых голосов [2, 14];  $A_3$  — алгоритм вычисления тестовых информационных весов столбцов [4];  $A_4$  — алгоритм вычисления тестовых голосов [2, 14].

Исходными данными для алгоритмов  $A_v$ ,  $v = 1, 2, 3, 4$ , являются: для  $A_1$   $m \times n$ -таблица  $T$  из алфавита символов {0,1}, для  $A_2$   $m \times n$ -таблица  $T$  и система из  $r$  строк  $z_1, z_2, \dots, z_r$ ,  $r \geq 1$ , являющихся  $1 \times n$ -таблицами, для  $A_3$  система  $q \geq m_t \times n$ -таблиц  $T_t$ , а  $t = 1, 2, \dots, q$ , для  $A_4$  система  $q \geq 2$   $m_t \times n$ -таблиц  $T_t$  и система из  $r$  строк  $z_1 z_2 \dots z_r$ ,  $r \geq 1$ , являющихся  $1 \times n$ -таблицами.

Первый этап работы алгоритмов — получение  $T(A_v)$ :

$$T(A_1) = f(\Delta T),$$

$$T(A_2) = f(\Delta T),$$

$$T(A_3) = f(\alpha_q(T_1, T_2, \dots, T_q))$$

$$T(A_4) = f(\alpha_q(T_1, T_2, \dots, T_q))$$

Пусть  $U \uparrow T$ . Если  $U$  не имеет нулевых строк,  $U$  называется несовпадением для  $T$ . Пусть  $U$  — несовпадение для  $T$ . Тогда считаем, что  $U$  — тупиковое несовпадение для  $T$ , если из того, что  $V$  — несовпадение для  $T$  и  $V \uparrow U$ , следует  $V = U$ .

На втором этапе работы  $A_v$  осуществляется поиск тупиковых несовпадений для  $T(A_v)$  и их соответствующая обработка. При этом поиске не обязателен полный перебор сужений для  $T(A_v)$ , поскольку если  $U$  не является несовпадением для  $T(A_v)$  и  $V \uparrow U$ , то  $V$  не является несовпадением для  $T(A_v)$ . Уменьшение перебора перестановкой столбцов и строк  $T(A_v)$  применено в работе [13].

Перейдем к описанию обработки тупиковых несовпадений для  $T(A_1)$ . При  $v=1,3$  нахождение каждого тупикового несовпадения для  $T(A_1)$  отмечается изменением содержимого счетчиков  $k, k_1, k_2, \dots, k_n$ .

$k$  — счетчик числа всех тупиковых (тестов) несовпадений,  $k_i$  — счетчик числа таких тупиковых несовпадений  $U$ , что  $T(A_1)_{*i} \supset U$ . Пока не найдено ни одного тупикового несовпадения, во всех счетчиках стоят нули. Пусть  $U = [T(A_1)_{*1} \quad T(A_1)_{*i_1} \quad \dots \quad T(A_1)_{*i_l}]$  — тупиковое несовпадение, найденное на некотором шаге поиска. Тогда на этом шаге к содержимому счетчиков  $k, k_1, \dots, k_i$  добавляется по единице, а содержимое остальных счетчиков не меняется. Когда все тупиковые несовпадения для  $T(A_1)$  найдены, при  $v=1$  тестовый информационный вес  $i$ -го признака равен отношению содержимого счетчика  $k_i$  к содержимому счетчика  $k$ ,  $(P_{(1)} = \frac{k_i}{k})$ , при  $v=3$  тестовый информационный вес  $i$ -го признака равен отношению содержимого счетчика  $k_i$  к содержимому счетчика  $k$ ,  $(R_{(1)} = \frac{k_i}{k^*})$ .

На третьем этапе работы алгоритма  $A_1$  находят тупиковое несовпадение для  $T(A_2)$ . Эти несовпадения отмечаются изменением содержимого счетчиков  $k_{jh}$  ( $j=1, 2, \dots, m, h=1, 2, \dots, r$ ), имеющих в содержимом нули, пока не найдено ни одного тупикового несовпадения для  $T(A_2)$ . Содержимое счетчика  $k_{jh}$  представляет число тестовых голосов строки  $z_h$  за строку  $T_{j*}$ . Содержимое счетчиков  $k_{jh}$  изменяется следующим образом. Пусть  $U = [T(A_2)_{*i_1} \quad T(A_2)_{*i_2} \quad \dots \quad T(A_2)_{*i_p}]$  тупиковое несовпадение для  $T(A_2)$ , найденное на некотором шаге, и

$$\begin{aligned} & [z_{h_p * i_1} z_{h_p * i_2} \dots z_{h_p * i_l}] \circ [T_{j h_p ** i_1}, T_{j h_p ** i_2}, \dots, T_{j h_p ** i_l}], \\ & 1 \leq h_1 \leq h_2 < \dots < r, p \leq r, 1 \leq j h_p \leq m \end{aligned}$$

являются нулевыми строками. Далее содержимое счетчиков  $k_{jh_p} h_p$  увеличивается на единицу, а содержимое остальных счетчиков не меняется.

На последнем (четвертом) этапе нахождение тупикового несовпадения для  $T(A_4)$  отмечается изменением содержимого счетчиков  $k_{th}$  ( $t=1, 2, \dots, q, h=1, 2, \dots, r$ ), представляющих число тестовых голосов строки  $z_h$  за таблицу  $T_t$  нулевых, пока не найдется ни одного тупикового несовпадения для  $T(A_4)$ . Содержимое счетчиков  $k_{th}$  изменяется следующим образом. Пусть

$$\begin{aligned} U &= [T(A_4)_{*i_1}, T(A_4)_{*i_2}, \dots, T(A_4)_{*i_l}], \\ 1 &\leq h_1 \leq h_2 < \dots < r, p = r, \\ 1 &\leq t h_p \leq q \end{aligned}$$

имеют нулевые строки. Тогда на этом шаге содержимое счетчиков  $k_{th_p} h_p$  увеличивается на единицу, а содержимое остальных счетчиков не меняется.

В связи со спецификой этой задачи были отлажены программы для  $T(A_1)$  и  $T(A_2)$ . Алгоритм  $A_2$  имеет существенное различие с предыдущими алгоритмами [4, 13]. Это различие таково, что для  $m \leq 5$  тестовые параметры вычисляются алгебраическим путем.

Пусть задана  $m \times n$ -таблица  $T$  попарно различных строк из  $\{0,1\}$ . Из  $T$  выделим подтаблицу  $t$  и столбец  $x$ . Группа  $tx$  образует  $t$ , в которой столбцу  $x$  в  $T$  соответствует зеркальный столбец  $x$ . Легко показать, что если  $tx$  — тупиковый тест, то и  $tx$  — тоже тупиковый тест. Следовательно,

если в  $T$  существуют зеркальные или тождественные столбцы [2, 14], эти столбцы имеют тождественные значения  $P_i$ . Очевидно также, что если  $tx(y)$  — тест, где  $y = X$  или  $y = \bar{X}$ , то  $(\bar{t}\bar{x})y$  — не тупиковый тест.

Введем число  $r(x)$ , показывающее количество появлений столбцов  $x$  и  $\bar{x}$  в  $T$ . Назовем  $r(x)$  повторяемостью столбца  $x$  в  $T$ , а таблицу  $T^*$ , в которой повторяемость всех столбцов равна 1, назовем неизбыточной таблицей. Неизбыточная таблица, число столбцов которой равно  $n = 2^{m-1} - 1$  называется максимально неизбыточной  $T_{max}$ [6].

Для вычисления тестовых параметров таблиц указанного типа вводится дополнительное условие. Пусть наращивание столбца  $x$  другими столбцами до тупикового теста  $t$  называется расширяемостью, если:

а)  $t = x_1 x_2 \dots x_n$  и  $x$  не входит в  $t$ , то число, выражающее расширяемость  $x$ , равно 0,

б) число, выражающее расширяемость  $x$ , равно

$$d = \frac{r(x_1) \dots r(x_n)}{r(x)},$$

если  $x$  входит в  $t$ .

Выразим характеристику тупикового теста  $t$  как  $\Pi(t) = r(x_1) \dots r(x_n)$  таблицы  $T^*$ . На основании введенных понятий и положений доказывается теорема

$$k = \sum_t \Pi(t), \text{ а } k_i = \sum_t d(x_i),$$

где суммирование ведется по всем тупиковым тестам  $t$  таблицы  $T^*$ , через  $k$  обозначено число всех тупиковых тестов, а  $k_i$  — число вхождений  $i$ -го столбца в общее число тупиковых тестов.

## ОБЩИЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

В результате алгоритмической обработки сообщений, мобилизованных в таблицы решения, были получены такие количественные величины табличных чисел [3], которые позволили в той или иной мере ответить на поставленные в задаче вопросы. Среди этих величин наиболее существенными являются:

- а) информационный вес различающих признаков  $P_i = \frac{k_i}{k}$ ;  
 б) информационные веса строк

$$I(S) = \sum_{i=1}^n P_{(i)} \alpha_i$$

строка задана как  $S = \{ \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n \}$ ;

в) взвешенные (независимые от кода) информационные веса строк  $I(P)$ , вычисляемые как сумма тех значений  $P_{(i)}$  в  $\{ \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n \}$ , которые соответствуют большей условной вероятности вхождения значения 0 или 1 в  $i$ -й столбец;

г) число голосов  $\frac{k_j(t)}{k(t)}$ , показывающее, сколько тестов проголосовало за  $j$ -й объект экзамена в данной таблице  $T$  эталонов;

д) число голосов  $\frac{k_j^*(t^*)}{k(t^*)}$ , показывающее, сколько тестов проголо-

говало за  $j$ -й объект экзамена для каждой из таблиц  $T$ , составивших обучающую последовательность;

е) число, показывающее «погружение»  $j$ -го объекта в класс, к которому он принадлежит

$$z^j = \frac{k_I^j(t^*) - k_{II}^j(t^*)}{k_I^j(t^*) + k_{II}^j(t^*)},$$

где (I) и (II) — классы эталонов.

Перечисленные величины используются нами для изложения полученных результатов решения.

Поскольку цель задачи — прогнозирование запасов нефти по объектам экзамена и, кроме того, часть результатов данного исследования опубликована [18], более подробно будут описаны результаты по объектам экзамена. Что касается вопросов 1—3 в постановке задачи, ограничимся краткими замечаниями такого рода.

1) На рис. 1 изображен граф, иллюстрирующий логическую структуру информации, подвергнутой алгоритмической обработке. Каждой конечной вершине графа соответствует характеристический признак, а число над вершиной означает информационный вес признака. Граф имеет четыре яруса. Каждый ярус характеризуется своим количеством вершин. Например, количество вершин  $L_1$  равно трем. Линии, соединяющие вершины графа, называются ребрами. Каждое ребро, если двигаться от конечных вершин яруса  $L_4$  к корневой вершине  $V$ , охарактеризовано усредненными значениями информационных весов. На рис. 1 указано, что ветвь «структурные ловушки» (ей соответствует своя таблица) имеет наибольший различающий вес, т. е. признаки данной таблицы наиболее подробно характеризуют исследуемые объекты. В целом граф представляет сумму информации, относящейся к характеристике свойств и состава пространства признаков.

2) Исследуемые объекты отчетливо разделились на два класса по данным  $I(S)$  и  $I(P)^*$ . Коэффициент взаимного удаления классов

$$Q = \frac{R_1^{\min} - R_2^{\max}}{(R_1^{\max} - R_1^{\min}) + (R_2^{\max} - R_2^{\min})},$$

где

$$R = k \frac{\sum_r I(P)_1}{\sum I(P)_2},$$

$k$  — коэффициент нормировки,  $r$  — число таблиц решения, имеет значение 0,654 (для неразличающихся классов  $Q=0$ ).

Классы образовались следующим образом: I класс — 11 объектов, объединивших группу месторождений Аравийской платформы, II класс — 10 объектов, объединивших группу месторождений остальных территорий.

3) Упорядоченность строк по  $\sum I(S)$  и  $\sum I(P)$  коррелирует с упорядоченностью месторождений по запасам, на что было указано в [18].

4) Диагностика объектов экзамена (число объектов равно 5) подразделяется на два этапа.

На первом этапе исследуются и сравниваются особенности объектов экзамена, на втором — устанавливается принадлежность каждого объекта к соответствующему классу — I или II.

\* Первоначально граница между классами обнаруживалась по наибольшему разрыву значений  $I(S)$  и  $I(P)$ .



Таблица 1

№ г/п	Группа признаков	П р о б а					Сумес- твен- ность групп*
		1	2	3	4	5	
$T_n^1$	Нефтеносная свита . . . . .	1,405	2,580	2,332	2,372	0,503	9,192
$T_n^2$	Поднефтеносная свита . . . . .	0,600	1,566	1,600	1,600	0,400	5,766
$T_n^3$	Наднефтеносная толща . . . . .	2,723	2,017	2,151	1,050	2,870	10,811
$T_n^4$	Геотектоническая обстановка . . . . .	0,905	2,365	2,868	2,003	1,469	9,610
$T_n^5$	Структурная ловушка . . . . .	1,661	0,661	2,411	2,268	2,161	9,182
$\Sigma I(P)$	Суммарный вес . . . . .	7,294	9,189	11,362	10,313	7,403	
$T_n^1$	Все группы . . . . .	4,760	5,00	6,721	5,840	4,980	
	Место, занимаемое данной пробой	V	III	I	II	IV	

\* Эти суммы косвенно указывают на «естественность» таблиц.

Объекты экзамена (далее просто пробы), т. е. районы, малоизученные на вероятность обнаружения в них гигантских месторождений, были заданы в табличном виде из алфавита  $\{0,1\}$  по числу группы признаков (включая и отождествляющие признаки, т. е. те, у которых столбцы состоят только из единиц или только из нулей):

нефтеносная свита  $T_n^1$  — объемом  $5 \times 50$   
 поднефтеносная  $T_n^2$  »  $5 \times 31$   
 наднефтеносная толща  $T_n^3$  »  $5 \times 28$   
 геотектоническая обстановка  $T_n^4$   $5 \times 45$   
 структурная ловушка  $T_n^5$  »  $5 \times 27$

Результаты решения этих таблиц  $T_n^j$ , позволившие выяснить отношения между пробами, приведены в табл. 1. Согласно последовательности убывания  $I(P)$  наиболее существенным объектом является проба 3, занимающая первое место в соревновании проб между собой по различающим признакам. Количество тестов для всех групп сравнимо, выпадает только группа поднефтеносной свиты (5,766).

Такие же отношения проб между собой получены и для таблицы общего решения объемом  $5 \times 53$ . В эту таблицу были сведены все различающие признаки указанных групп. Решение, полученное по алгоритму [14], подтвердило результаты для погруппных таблиц  $T_n^j$ . Следовательно, по данному перечню признаков в самостоятельной оценке проб объект 3 наиболее существен, т. е. наиболее «нетипичен» среди проб. Однако этих данных недостаточно для суждения о степени принадлежности пробы 3 к выделенным классам эталонов.

На втором этапе производится диагностика проб по выделенным классам с помощью процедур голосования по тестам и тесторам. Результаты этого голосования приведены в табл. 2. Как видно из табл. 2, упорядочивание объектов по степени погружения в классы обратно упорядочиванию проб по собственным  $I(P)$ \*. Характерно, что все пробы относятся ко II классу. С наибольшей силой во второй класс погружен объект-проба 5 (Непский свод), с наименьшей силой — проба 3 (Центрально-Тунгусское поднятие), причем как по тестам  $k(t)$ , так и по тесторам  $k(t)$ \* пробы 5 и 3 упорядочены идентично.

\* Следует отметить, что по значениям  $I(P)$  для проб из таблиц эталонов пробы 3 и 4 попадают в интервал между I и II классами.

Таблица 2

№ пробы	Название проб	Обозначение	Голосование по тесторам		$z^I$ по $T^{3 \times 5}$	$\frac{k^I(t)}{k(t)}$ по $T^{3 \times 5}$	$\sum^4 I(P)$ по $T^{3 \times 5}$	Половое стро- кам II класса
			$\frac{k^I(t^*)}{k(t^*)}$	$\frac{k^{II}(t^*)}{k(t^*)}$				
1	Красноленинский свод . . .	$\gamma_1$	0,017	0,302	1,756	1,940	13,130	2,3
2	Ендырское поднятие . . .	$\gamma_2$	0,086	0,290	1,408	2,669	14,213	3,9
3	Центрально-Тунгусское под- нятие . . . . .	$\gamma_3$	0,052	0,200	1,245	1,289	12,670	1,7
4	Троицко-Кокуйский вал . . .	$\gamma_4$	0,069	0,489	1,670	1,455	12,593	1,3
5	Непский вал . . . . .	$\gamma_5$	0,019	0,173	1,780	3,875	16,172	3,10

5) В соответствии с постановкой задачи, учитывая опыт применения данного метода к ранжированию месторождений по величинам сумм  $I(S)$ ,  $I(P)$  [10], проведем следующие процедуры.

Как показали величины коэффициентов корреляции упорядочивания месторождений по  $I(P)$  с запасами, наибольшей связью  $\sum I(P)$  с  $\Delta z$  (запасы) обладают суммы  $I(P)$  по всем группам признаков, кроме группы тектонических. Как уже было отмечено [18], группа тектонических признаков хорошо различает пробы по классам (по отождествляющим признакам), поэтому для прогнозирования запасов нефти в пробах мы исключили из рассмотрения  $T_{\text{эталон}}^4$ .

На рис. 2 отложены значения  $\sum I(P)$  по ординате, а масштаб запасов  $\Delta z$  — по абсциссе. Масштаб координат линейный. Как видно из распределения точек месторождений, в координатах  $\sum I(P) \leftrightarrow \Delta z$  намечается логарифмическая зависимость между значениями указанных координат. Характерен довольно большой разброс от «средней кривой».

На следующем шаге по «репликам» (типичным строкам таблиц эталонов и их  $P_{(i)}$ ) были вычислены значения  $\sum I(P)$  для каждой из проб (табл. 2) и по этим значениям отмечены места каждой пробы на «средней кривой». Проекция точки пересечения значений  $I(P)$  для пробы с кривой на ось запасов  $\Delta z$  указывает на возможные запасы (в пределах общей дисперсии точек на кривой). Вычисления на основании учтенной и обработанной информации показывают, что наиболее существенным объектом из проб является Непский свод.

Проба 3 характеризуется слабой «принадлежностью» к исследованному классам, поэтому вывод о перспективности пробы 3 требует пересмотра пространства признаков, поскольку «оригинальность» этого района четко обнаруживается в соревновании проб между собой.

В табл. 2 последний столбец показывает, какие объекты таблиц эталонов наиболее родственны данной пробе. Следует также помнить, что ранжировка проб по значениям, оценивающим запасы, произведена в пределах учтенной информации, мобилизованной для эталонов, т. е. в перечне признаков проб могут отсутствовать свойства, специфические для данной пробы. Этот факт следует учитывать на этапе принятия решения.

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМЫХ ПРОБ

Приведем краткую характеристику объектов, которые были подвергнуты диагностике по формализованной схеме распознавания образов на базе алгоритмов, изложенных выше.

В Западной Сибири оба исследуемых объекта приурочены к Красно-

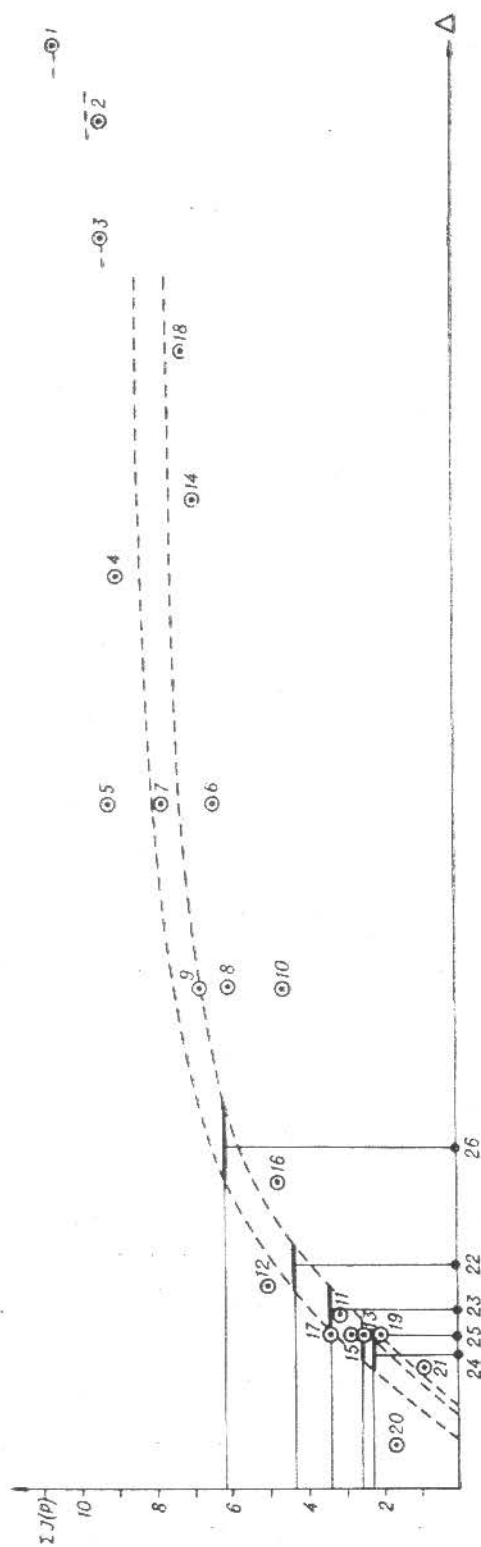


Рис. 2. Размещение месторождений по запасам  $\Sigma I(P)$  и величинам  $\Delta z$  в величинах  $\Sigma I(P)$ .  
 Этапы: 1 - 21. Пробы: 22 - Краснополюнский свод, 23 - Ендырское поднятие, 24 - зона Центрально-Тугусовских поднятий, 25 - Троицко-Кокуйевский свод, 26 - Денский свод.

леннинскому своду, расположенному в центральной части Мансийской синеклизы. На своде выделяются Ендырское и Потыменское куполовидные поднятия, разделенные узким Крутореческим прогибом. В изученной части свода выявлено около десяти локальных поднятий.

Мансийская синеклиза многими исследователями рассматривается как крупная область интенсивной генерации углеводородов [8, 11, 12 и др.]. Оснований для такого заключения достаточно. Эта обширная структура (площадь более 200 000 км<sup>2</sup>) на протяжении мезокайнозоя испытывала устойчивое прогибание. В ее пределах широко распространены глинистые толщи абалакской и тутлейской свит верхней юры и фроловской и алымской свит неокома и анта. Для мезозойских пород этой области характерны повышенные концентрации битуменов и органического вещества в целом. Степень метаморфизма органического вещества вполне благоприятна для процессов нефтеобразования.

На востоке, где фроловские глины замещены песчано-глинистыми образованиями, открыт Сургутский нефтеносный район с крупными и гигантскими месторождениями. В проницаемых отложениях над фроловской свитой обнаружены промышленные залежи нефти и на Краснополюнском своде. Нефтепроявления известны в самих фроловских глинах. Поэтому большой интерес представляют промышлен-

ные притоки нефти (до 800 т/сутки) из аргиллитов баженовской свиты Салымского района, расположенного в юго-восточной прибортовой части Мансийской синеклизы. Все это подтверждает процессы нефтеобразования, происходившие в Мансийской синеклизе, что свидетельствует о высокой перспективности Красноленинского свода.

Поисковое бурение на Красноленинском своде началось 10 лет назад. Пробурено 30 скважин на юрские отложения и 2 на апт-альбские. Фундамент вскрыт на глубинах 2290—2640 м, кровля юрского продуктивного комплекса — 2320—2500 м, нижнеальбского — 1450—1510 м. Открыто три месторождения нефти: Каменное (1962), Елизаровское (1963) и Лорбинское (1965). Нефтепроявления получены также из пород фундамента, берриас-валанжипских аргиллитов основания фроловской свиты и аптских алевроитистых глин подкомарской пачки.

Промышленная нефтеносность Красноленинского свода не вызывает никаких сомнений. Нефть весьма высокого качества (удельный вес 0,80—0,83, содержание серы 0,03—0,2%). Однако, в настоящее время интерес к этому району снизился и поисково-разведочные работы здесь практически прекращены. Это связано со сложным строением юрских залежей, а также с крупными открытиями в соседней (Средне-Обской) нефтеносной области. Поэтому сейчас очень важно оценить перспективы Красноленинского свода на открытие гигантских месторождений. Положительное решение этого вопроса, безусловно, явится стимулом к расширению здесь поисковых работ.

Тектоническое строение и характер мезозойских отложений района Красноленинского свода сравнительно хорошо изучены с помощью бурения и геофизических методов, дающих здесь надежные результаты.

Все признаки, использованные для решения данной задачи, определяются по объектам Красноленинского свода не менее уверенно, чем по большинству принятых за эталоны гигантских месторождений. Причем три эталона взяты из прилегающей нефтеносной области (Мамонтовское, Самотлорское и Сосинско-Советское месторождения).

1. Юрские отложения Красноленинского свода полифациальны. Промышленные притоки нефти получены из песчано-гравелитовых и алевроит-песчаных образований (коллектора II класса) русловых и пролювиальных фаций [9]. Возможно, этот терригенный материал местами был переотложен в начальный этап келловейской трансгрессии.

Признаки нефти или притоки ее (в четырех случаях промышленные) отмечаются во всех скважинах, вскрывших юрские отложения. Но хорошие коллекторы представлены рукавами, разделенными пойменными и озерно-болотными отложениями, практически лишенными коллекторных свойств.

Рукава коллекторов приурочены главным образом к седловинам между локальными поднятиями. Именно поэтому поиски залежей на локальных структурах в данном районе не привели к успеху. Однако на многих нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири ловушками являются не локальные поднятия, а вали и своды. Поэтому вполне вероятно, что на Красноленинском своде водонепроницаемый контакт будет контролироваться Ендырским куполовидным поднятием или даже окажется общим для Ендырского и Потымецкого куполовидных поднятий. Тогда, несмотря на рукавообразное залегание коллекторов, месторождение может быть очень крупным.

2. Нижнеальбские отложения Красноленинского свода тоже высокоперспективны на нефть. Залежи нефти обнаружены в них на Каменной и Лорбинской площадях. Общая мощность трех продуктивных пластов 25—30 м. Расположены они в верхней части выкуло-

ской свиты, перекрытой мощной толщей (более 130 м) глин ханты-мансийской свиты (средний и верхний альб). Строение залежей не вполне выяснено. Скорее всего они многопластовые, сводовые, возможно, объединяющие несколько локальных поднятий [8].

В матрицу признаков были заложены данные по Ендырскому куполовидному поднятию, где было пробурено значительное количество скважин.

3. Зона Центрально-Тунгусских нижнепалеозойских погребенных поднятий приурочена к срединной части Тунгусской синеклизы (севернее широтного отрезка р. Нижняя Тунгуска), которая представляет собой наиболее обширную (около 1,5 млн. км<sup>2</sup>) внутреннюю отрицательную структуру Сибирской платформы. Крупная зона поднятий под чехлом верхнего палеозоя еще мало изучена, но многие геологические и геофизические данные (П. Е. Оффман, М. К. Каличко, Я. К. Писарчик, Э. Э. Фотиади и др.) подтверждают ее существование.

Мощность осадочного комплекса в Центрально-Тунгусской зоне погребенных поднятий условно определяется в 3500—4000 м. К западу и востоку, по геофизическим данным, намечаются крупные прогибы субмеридионального простирания, выполненные мощной (до 8—10 тыс. м) толщей морских терригенно-карбонатных и, возможно, соленосных отложений.

В зоне погребенных поднятий и на соседних участках Тунгусской синеклизы по маркирующим горизонтам триаса и верхнего палеозоя выделяются антиклинальные структуры второго и третьего порядков. Помимо ловушек сводового типа, здесь могут быть структурно-литологические ловушки, связанные с выклиниванием терригенных пород нижнего палеозоя на крыльях поднятий.

Строение осадочного комплекса в зоне Центрально-Тунгусских нижнепалеозойских поднятий бурением не изучено. Поэтому о характере разреза приходится судить по косвенным материалам: геофизическим данным и геологическому строению обрамления синеклизы. Это вносит в матрицу признаков существенный элемент условности.

Задача решалась в отношении нижне- и среднекембрийских отложений указанной зоны, которые перспективны на нефть и газ на большей части Сибирской платформы. Разнообразными признаками нефтеносности их обладает и обрамление Тунгусской синеклизы. Благоприятна и гидрогеологическая обстановка. Подземные воды нижнего палеозоя на обрамлении хлоридно-натриевого типа и содержат бром, аммоний, йод и нефтевые кислоты.

В исследуемой зоне наблюдается полный генетический ряд нафтидов — от легкой нефти до антракосолита включительно. Многочисленные битумопроявления в естественных обнажениях выражены сравнительно крупными прожилками, включениями в кавернах, примазками по трещинам. Широко развиты рассеянные битумоиды. Интенсивные проявления нефти и газа зафиксированы при бурении колошковых скважин на Аллюнской площади. Керн пористых туфов триаса пропитан жидкой нефтью. В составе газа, полученного вместе с водой из пермских отложений, определены метан — 86,24—87,25%, этан — 1,5—2,0%, пропан — 0,5%, азот и редкие — 10,11—12,26% (по данным Н. И. Байбородских).

Судя по характеристике пород обрамления синеклизы, в палеозое зоны Центрально-Тунгусских погребенных поднятий можно ожидать развития коллекторов разных типов: гранулярных, трещинно-поровых и трещинно-кавернозных. Гранулярные коллекторы, вероятно, приурочены к осадочной платоновской свиты нижнего кембрия и ее аналогов, к байжит-

ской и нерунчандской свитам нижнего-среднего ордовика и к тунгусской серии пермокарбона. В разрезе палеозоя намечается по крайней мере четыре окрашивающие пачки глинистых, соленосных и мергелистых пород, которые могут быть надежными покрывками для залежей нефти и газа (в нижнем и верхнем кембрии, нижнем силуре и девоне).

Приведенные данные, особенно проявления нефти и газа, свидетельствуют о вероятной нефтегазоносности рассматриваемой зоны поднятий. Однако поисковые работы здесь по существу не проводятся. Между тем, с позиций объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов, на этой обширной территории с большой мощностью осадочного чехла можно ожидать обнаружения очень крупных месторождений.

4. Троицко-Кокуйский вал\* расположен в Присяжно-Енисейском догерцинском прогибе, относящемся к категории краевых систем зоны сочленения Сибирской платформы с Саяно-Енисейским складчатым обрамлением, что вытекает из характера формаций и складок, переходных от геосинклинальных к платформенным [15].

Присяжно-Енисейский прогиб по площади (около 200 тыс. км<sup>2</sup>) уступает Тунгусской синеклизе, но превосходит многие нефтегазоносные области. Судя по пескольским скважинам и геофизическим данным, прогиб выполнен осадочной толщей мощностью 6—7 тыс. м. Значительную мощность имеют нижнепалеозойские отложения. Терригенные пачки мотской свиты нижнего кембрия, ийской и бадарановской свит нижнего ордовика содержат пласты гранулярных коллекторов, экранированные в первом случае соляными, а во втором — глинисто-мергелевыми покрывками.

В газах, растворенных в водах нижнего палеозоя, содержится от 8 до 40% метана и до 5% тяжелых углеводородов. Карбонатные и глинисто-карбонатные породы нижнего кембрия характеризуются региональной битуминозностью. Известны интенсивные газопроявления, связанные с бельской и ангарской свитами нижнего кембрия. Например, в Тынысской опорной скважине из нижнебельского горизонта получен приток газа дебитом около 13 тыс. м<sup>3</sup> в сутки. Газ представлен метаном с примесью тяжелых углеводородов (до 1%).

Как видно из изложенного, нижнепалеозойские отложения Присяжно-Енисейского прогиба высокоперспективны на газ и нефть. В данной работе оценивается возможность открытия в мотской свите нижнего кембрия крупных месторождений нефти, связанных с валообразными структурами, в частности Троицко-Кокуйским валом. Вал выявлен и околонтурен в надсолевых отложениях структурным бурением, а в подсолевых — сейсморазведкой. Он простирается в субмеридиональном направлении на расстояние более 180 км. Амплитуда вала по надсолевым отложениям колеблется от 250 до 500 м и более. В осевой его зоне выявлено шесть локальных поднятий.

5. Нейский свод — крупнейшая положительная структура Усть-Кут-Нейской зоны поднятий, расположенной в северной части Ангаро-Лепской ступени, которая, в свою очередь, представляет собой обширную приподнятую структуру на востоке Иркутского амфитеатра [1].

Юго-восточное крыло свода выявлено вполне четко по погружению нижних горизонтов кембрия от скв. 1 Волоконской площади до скв. 45 Марковской площади на 240 м. Градиент погружения 1,8 м/км. Северо-западное погружение свода совпадает с региональным наклоном пород в сторону Тунгусской синеклизы. Оно подтверждено электроразведочными работами в бассейнах рек Ики и Нижней Тунгуски, а также Тубинской опорной скважиной. Предполагаемый градиент погружения северо-запад-

\* Многие авторы этот вал именуют Троицко-Михайловским.

ного крыла свода достигает 5 м/км. Северо-восточная часть Непского свода пока не изучена.

Сопоставив карты мощностей усольской, бельской, ангарской, верхолепской свит и ордовика, видим, что Непский свод — это конседиментационное поднятие, осложняющее южное периклиналильное окончание Усть-Кут-Непской приподнятой зоны, протягивающейся на расстояние более 300 км. Эту зону со всех сторон окружают обширные впадины: Тунгусская и Видлюйская синеклизы, Саяно-Енисейский и Прибайкальский прогибы.

Накопление в этих впадинах мощных нижнепалеозойских толщ, обогащенных органическим веществом, и благоприятные условия для его фоссилизации и постдиагенетических изменений (глубина погружения достигает 2 тыс. м и более) обеспечили интенсивное новообразование углеводородов, эмиграцию их из нефтеносных пород и концентрацию в залежи. Это подтверждается увеличением битуминозности пород от впадин к сводам, соотношениями в составе битумоидов проницаемых и непроницаемых пород, а также наличием залежей и многочисленных проявлений нефти и газа.

На юго-восточном погружении Непского свода открыто Марковское месторождение с нефтяными и газоконденсатными залежами. Полупромышленные притоки нефти получены на Кривошуйской и Северо-Марковской площадях, а промышленные притоки газа — на Усть-Кутской площади. Непромышленные притоки газа и конденсата, а также проявления нефти известны на других площадях. В терригенных (подсолевых) и карбонатных (межсолевых и надсолевых) толщах нижнего кембрия прослеживаются около десяти продуктивных горизонтов, перекрытых надежными изолирующими покрывками.

В Иркутском амфитеатре поисково-разведочные работы на нефть и газ проводятся главным образом в Приленском районе, т. е. на погружении Непского свода, выявленного намного позднее, чем были начаты эти работы. Они пока не привели к открытию крупных месторождений, и перед разведчиками стоит вопрос о выходе в новые перспективные районы. В числе таких районов большой интерес вызывает Непский свод.

#### ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕШЕНИЯ

Из математического решения поставленной задачи вполне определенно следует, что все пробы по значительному комплексу разнообразных признаков родственны известным гигантским месторождениям, главным образом тем из них, что расположены не на Аравийской платформе, т. е. месторождениям Западно-Сибирской, Туранской плит, Русской и Африканской платформ.

Учетная и обработанная информация дает возможность уже сейчас в определенной мере судить о сравнительной перспективности проб и о сравнительных размерах месторождений. По вероятности открытия гигантского месторождения нефти пробы образуют следующий ряд (в порядке убывания): зона Центрально-Тунгусских нижнепалеозойских погребенных поднятий — нижний палеозой Троицко-Кокуйского вала — нижний альб Ендырского куполовидного поднятия — нижний кембрий Непского свода — юра Красноленинского свода. По размерам ожидаемых месторождений пробы образуют существенно иной ряд (рис. 2): Непский свод, Красноленинский свод, Ендырское поднятие, Троицко-Кокуйский вал, зона Центрально-Тунгусских поднятий.

Зона Центрально-Тунгусских поднятий по многим математическим показателям тяготеет к крупнейшему в СССР Самотлорскому месторождению и в значительной мере — к группе гигантов Аравийской платформы. Правда, размеры ожидаемого здесь месторождения не очень велики, примерно как у Усть-Балыкского или Сарира, но вероятность открытия гиганта здесь наиболее высокая. Эти выводы нужно рассматривать как предварительные, поскольку матрица признаков составлена на эту зону в значительной мере по косвенным данным. Тектопическое строение зоны, мощности и литологические типы отложений требуют уточнения более детальными геофизическими исследованиями и опорным бурением.

Троицко-Кокуйский вал по ряду математических показателей тяготеет к месторождению Узень, но далек от Арлана, хотя оба эти месторождения тоже связаны с валобразными поднятиями. По вероятности открытия гигантского месторождения эта проба значительно уступает зоне Центрально-Тунгусских поднятий, но превосходит все остальные. Размер ожидаемого месторождения примерно такой же, как и в зоне Центрально-Тунгусских поднятий. Очевидно, эта проба тоже представляет значительный интерес, но меньший, чем рассмотренная выше.

Непский свод по вероятности открытия гигантского месторождения среди изученных пяти проб занимает четвертое место, а по запасам ожидаемого месторождения — первое. И по комплексу признаков, и по возможным запасам (рис. 2) эта проба приближается к Ромашкинскому месторождению. Нефтегазопонсковые работы в Иркутском амфитеатре уже захватили южную часть Непского свода. Именно здесь обнаружены наиболее значительные скопления нефти и газа (Марково, Кривошудская). Очевидно, дальнейшие поиски следует вести главным образом севернее, в приподнятой части Непского свода, где наиболее вероятно открытие гигантского месторождения.

Интересные результаты получены по Красноленинскому своду. Здесь в юре найдено больше залежей нефти, чем в нижнем мелу. Однако математическая обработка вполне достоверной, в отличие от других проб, геологической информации свидетельствует о значительно большей вероятности открытия гигантского месторождения в нижнем мелу, чем в юре. Показательно, что на соседнем (Сургутском) своду крупные месторождения обнаружены пока только в нижнем мелу, хотя нефтеносность юры тоже доказана.

Ожидаемые запасы месторождения в юре заметно выше, чем в нижнем мелу. В первом случае они соизмеримы с Арланским месторождением, а во втором — с Новоелховским. Однако для юры расчет производился на весь Красноленинский свод, а для нижнего мела — только на Ендырское куполовидное поднятие. Если учесть вероятность открытия в нижнем мелу гигантского месторождения и на Потымецком куполовидном поднятии, принципиально сходном с Ендырским, то по Красноленинскому своду в целом ожидаемые запасы нефти в крупных месторождениях в нижнем мелу следует оценивать даже несколько выше, чем в юре.

По-видимому, Красноленинский свод заслуживает включения в число первоочередных районов для развертывания интенсивных поисковых работ, в первую очередь на нижнемеловые продуктивные горизонты, залегающие на умеренных глубинах.

В данной работе изложен первый опыт применения методов логико-дискретного анализа для диагностики районов вероятного размещения гигантских нефтяных месторождений на раннепонсковой стадии. При этом получены новые критерии, позволяющие более уверенно и более конкретно судить о сравнительной ценности малоизученных районов. Очень важно, что каждый из этих критериев получается в результате



математической обработки значительного объема разнородной геологической информации. Последующие исследования в этом направлении с использованием более широкого набора методов логико-дискретного анализа, вероятно, позволяют повысить достоверность прогнозных оценок.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Базанов Э. А., Золотов А. Н., Мандельбаум М. М., Самсонов В. В.* Перспективы нефтегазоносности юга Сибирской платформы и план региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ на 1974-80 гг.—*Геология нефти и газа*, № 2, 1969.
2. *Бугаец А. П., Авориченко Г. К., Мацак А. П., Серова Л. Л.* Алгоритмы и программы решения геологических задач на ЭЦВМ «Минск-2» и «БЭСМ-3М». Алма-Ата, ГазИМС, 1969.
3. *Дмитриев А. Н.* Некоторые табличные числа.— В сб. «Дискретный анализ», вып. 2. Новосибирск, «Наука», 1968.
4. *Дмитриев А. Н., Журавлев Ю. И., Кренделев Ф. И.* О математических принципах классификации предметов и явлений.— В сб. «Дискретный анализ», вып. 7. Новосибирск, «Наука», 1966.
5. *Дмитриев А. Н., Журавлев Ю. И., Кренделев Ф. И.* Об одном принципе классификации и прогноза геологических объектов и явлений.— *Геология и геофизика*, № 5, 1968.
6. *Дмитриев А. Н., Смертин Е. А.* Алгоритм вычисления тестовых параметров бинарных таблиц в задачах распознавания.— В сб. «Алгоритмы и программы решения геологических задач на ЭЦВМ», вып. 2. Алма-Ата, ГазИМС, 1970.
7. *Жарков М. А., Кузнецов Г. А.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности центральной части Ангаро-Тепекого краевого прогиба. Новые данные по геологии, нефтеносности и полезным ископаемым Иркутской области. «Педра», 1964.
8. *Карагодин Ю. И.* Перспективы нефтегазоносности верхнеарктических отложений Западной Сибири.— *Геология и геофизика*, № 5, 1967.
9. *Карагодин Ю. И., Мизинов Ш. В., Подлазский Д. А.* Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности осадочного чехла юго-западных районов Западно-Сибирской платформы. ПТО ВНИИОЭПГ, 1969.
10. *Константинов Р. М., Дмитриев А. Н.* Использование математических методов для анализа геологических факторов, влияющих на масштабы оруденения.— *Геология рудных месторождений*, № 2, 1970.
11. *Конторович А. Э.* и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности.— *Тр. СНИИГГМС*, вып. 50, 1967.
12. *Ремеев О. А.* Условия формирования залежей нефти в Западно-Сибирской низменности.— *Тр. Зап. Сиб. НИГНИ*, вып. 3, 1967.
13. *Сауцкая Г. Л.* Алгоритмы вычисления информационных весов признаков.— В сб. «Дискретный анализ», вып. 12. Новосибирск, «Наука», 1968.
14. *Смертин Е. А., Дмитриев А. Н.* Дополнение к алгоритму распознавания «голосованием» по тестам и тесторам.— В сб. «Алгоритмы и программы решения задач на ЭЦВМ», вып. 2. Алма-Ата, ГазИМС, 1969.
15. *Сулимов И. Н.* и др. Геология и перспективы нефтегазоносности Юго-Запада Сибирской платформы. «Педра», 1966.
16. *Сулимов И. Н.* Тунгусская возможно нефтегазоносная провинция.— *Тр. СНИИГГМС*, вып. 71, 1969.
17. *Трофимук А. А.* Перспективы нефтегазоносности Востока СССР.— *Вестн. АН СССР*, № 5, 1956.
18. *Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Дмитриев А. Н.* и др. О сравнительном изучении гигантских месторождений нефти с использованием логико-дискретного анализа.— *Геология нефти и газа*, № 6, 1969.
19. *Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Карбышев В. Д.* и др. Опыт информационно-электронного исследования признаков гигантских нефтяных месторождений.— *Геология и геофизика*, № 7, 1969.
20. *Чегис И. А., Яблонский С. В.* Логические способы контроля электрических схем.— *Тр. Матем. ин-та им. В. А. Стеклова*, т. 51, 1958.