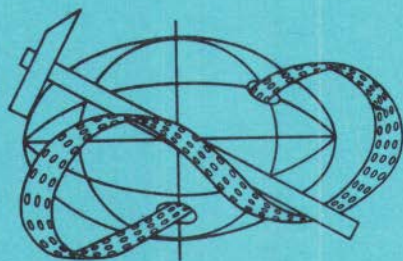


АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
РЕШЕНИЯ ПРОГНОЗНЫХ ЗАДАЧ
НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ



НОВОСИБИРСК—1978

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

**МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
РЕШЕНИЯ ПРОГНОЗНЫХ ЗАДАЧ
НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ**

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

НОВОСИБИРСК—1978

А Н Н О Т А Ц И Я

В настоящем сборнике представлены работы по вопросам применения логико-математических методов к решению широкого круга задач нефтяной геологии.

В первой части освещаются общие вопросы нефте- и газо-прогноза и приводятся решения практических задач. Во вторую часть входят статьи, касающиеся некоторых сторон разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Сборник предназначен для геологов-нефтяников, занимающихся прогнозированием на любой стадии поисково-разведочных работ на нефть и газ, а также эксплуатацией месторождений. Кроме того, сборник можно рекомендовать всем интересующимся применением математических методов в геологии.

Редакционная коллегия:

Вышемирский В.С., Каштанов В.А.,
Красавчиков В.О., Штатнова Т.И.

Ответственный редактор А.Н.ДМИТРИЕВ

Печатается по решению секции
стратиграфии, литологии и осадочных
полезных ископаемых Ученого совета
института геологии и геофизики
СО АН СССР

© Институт геологии
и геофизики СО АН СССР,
1978

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОГНОЗА

А.А.Трофимук, А.Н.Дмитриев

НЕФТЕПРОГНОЗ КАК ИНФОРМАЦИОННАЯ ПРОБЛЕМА

Эта работа стимулирована рядом причин, из которых мы отметим в качестве важных следующие:

1. Обострение обстановки в области мировой энергетики и возрастание значения углеводородов в химической индустрии требуют серьезной и скоростной переоценки общемировых запасов углеводородов по шкале геологического времени.

2. Возросший до предела информационный поток сведений в нефтегеологической отрасли знания за счет увеличения количества и разнообразия исследовательских и производственных усилий и процедур.

3. Увеличение надежности и возможностей технических средств (ЭВМ) обработки информации в широком классе естественно-научных и хозяйственных проблем.

4. Систематические попытки применить математические подходы к целевой обработке нефтегеологической информации в некоторых случаях дают неплохие результаты, кроме того, с каждым годом растет перспектива применения этих подходов.

Приводимые здесь соображения следует принимать в качестве серии тематически родственных заметок, подлежащих дальнейшей детализации и разработке. Необходимость этих заметок очевидна, и мы свою задачу будем считать решенной, если к проблеме этого профиля удастся привлечь внимание исследователей со всей научной ответственностью и основательностью.

Некоторые особенности состояния проблемы

Сравнительное изучение геологических объектов (в данном случае - множества месторождений нефти) наталкивается на большие трудности, связанные с информационной работой. Поскольку целями сравнительного изучения месторождений могут быть разнообразные вопросы прогнозного характера, то усилия и про-

целуры, которые призваны помогать в поиске ответов на эти вопросы, должны быть также достаточно разнообразными [1,2] .

На всех этапах исследования геологических объектов прослеживаются два процесса: процесс получения разнообразных сообщений и процесс переработки полученных данных. Процесс переработки информации в качестве результатов приводит к условиям, при которых облегчается, с одной стороны, формулировка новых представлений и гипотез об исследуемых объектах, и, с другой стороны, вырабатываются рекомендации, составляющие основу процедур принятия решений о характере практической деятельности в сфере реальных объектов. Причем эти вопросы тесно увязаны между собой и функционально трудно разграничимы.

Как отставание, так и опережение производства информации в реальном масштабе времени тормозит класс информоемких исследований. Зачастую при работе с информацией в зависимом режиме времени всегда полезно следить за согласованием средств производства и средств обработки информации. Возможные случаи решения задачи изучения совокупностей месторождений нефти в связи с целями прогноза формулируются в условиях независимости от реального времени проверки и коррекции получаемых результатов. Поэтому имеется вариант постановок задач, когда информационная система (полная совокупность характеристических данных) о месторождениях представляется постоянной во времени (т.е. при данной постановке задачи не добавляются и не изымаются признаки и объекты в зависимости от полученных результатов решения и их проверки на практике). В конечном итоге как зависимые, так и не зависимые от времени задачи могут решаться теми же или сходными средствами автоматической обработки данных.

К разряду первоочередных проблем нефтяной геологии, связанных с информоемкими исследованиями, относится проблема прогноза месторождений, обеспечивающих требуемый прирост запасов. Именно поэтому проблема и общая стратегия прогноза обостряется и усложняется по мере развития экономики и ее теоретической основы - планирования. В этом разделе мы кратко охарактеризуем информационное состояние проблемы и дадим перечень необходимых формулировок и некоторых общепотребительных терминов.

На текущий момент ряд информационных разделов нефтяной геологии перегружен недостаточно упорядоченными сведениями,

производство которых намного опережает обработку информации и ее потребление в качестве коррекции производственной деятельности. Это приводит к тому, что большие количества ценных, твердоустановленных и описанных фактов не учитываются и не используются надлежащим образом. Исследования в ряде областей избыточно дифференцированы и не имеют точек пересечения на основе синтеза и общих выводов [3,4] .

Прогноз и процедуры формирования поисковых критериев нередко организуются в условиях конкурирующих школ, что приводит к спецификации характеристик объектов исследования. Наблюдаются случаи, когда ценные в смысле прогноза признаки логически увязываются с признаками, которые данная школа считает "первоочередными" вопреки мнению другой школы. Растворение набора поисковых признаков месторождений в общей совокупности геологических сведений связано с различным существом понятия "месторождение". Интенсивное вовлечение малопродуктивных структур в круг понятия "месторождение" в бедных нефтяных районах приводит к затруднению понимания месторождения и его критериев поиска.¹⁾ Поэтому задачи нефтепрогноза с каждым годом усложняются тем, что прогноз базируется на плохо систематизированном, в целях прогноза, материале, количество которого резко возрастает. Особенно сложная ситуация создается в условиях резкого снижения результативности "небурового поиска". Убывание этого поиска связано не только с отсутствием теории локализаций разномастных месторождений, но и с отсутствием обобщенных схем подразделения информации. Кроме того, по мере накопления сведений, подлежащих логической обработке, резко возрастает число необходимых для этого логических операций. И даже самые опытные геологи останавливаются перед логическим перебором, выражающимся астрономическими цифрами. Поэтому уяснение характера распределения нефтеперспективных площадей Земли зависит от строгой инвентаризации сведений, обрабатываемых на быстродействующих машинах.

1) Кроме того, геологическая и геохимическая специфика каждого (по существу) нефтеносного района делает неэффективной задачу общего метода прогноза нефти для всех районов, и мы с неизбежностью решаем ее в локальной постановке — "для каждого крупного района свой прогноз".

Бесконечное накопление фактов, регистраций наблюдаемых данных уменьшают ценность ранее полученных сведений, подчас весьма верных и глубоких. Получение во чтобы то ни стало "новой" информации, без учета характера предыдущей, приводит к "загрязнению информационной среды", причем из сказанного не следует, что надо отказаться от новых средств исследований и получения новых сообщений, а обращается внимание на бережливое отношение и эффективное использование имеющихся информационных резервов.

Содержание исследовательских процедур нефтегеологии, как одной из глав геологической отрасли знания составляет нахождение закономерностей возникновения и распределения в земной коре нефтяных месторождений. Очевидно, и описываться они должны по возможности в единой системе терминов и понятий, имеющих однозначную интерпретацию. Изложим определения некоторых понятий (уровень исследовательских процедур, объекты нефтегеологии, прогноз и т.д.), используемых при научном прогнозировании объектов с заданными свойствами.

В общей совокупности нефтегеологической деятельности имеет смысл вычленить ряд уровней этой деятельности. Причем каждому уровню деятельности соответствуют свои цели и средства. В соответствии с целями и средствами их достижения производится спецификация и информации, функционирующей на том или ином уровне деятельности. Выделим следующие уровни деятельности, каждому из которых соответствуют определенные научные и производственные усилия (табл. I).

Таблица I

Индекс уровня	Индекс типа задачи	Содержание типа задачи	Уровень информации	Производственный уровень
{ A, B }	- ж)	проблема	состояние вопроса	-
{ a ₀ , б ₀ }	E ₀	обнаружение перспектив	прогнозный	прогнозный
{ a ₁ , б ₁ }	E ₁	региональная	прогнозно-поисковый	прогнозно-поисковый
{ a ₂ , б ₂ }	E ₂	макроструктурная	поисковый	поисковый
{ a ₃ , б ₃ }	E ₃	локальная	конкретный	разведочный

ж) Происхождение и обоснование сущности возникновения проблемной ситуации здесь не рассматриваются и поэтому повода для выделения отдельного типа задач не имеется.

Каждому из указанных уровней, подчеркнем это, соответствуют свои цели и результаты, а также характер осведомленности. В соответствии с введенными уровнями сравнительному изучению могут подвергаться объекты одного уровня охарактеризованности. Это положение подлежит тщательному соблюдению.

Как любым другим объектам, так и геологическим объектам присущи такие три характеристические свойства общего вида [5, 6] :

а) общие свойства, неразложимые на части, описывающие объект в целом. Сумма этих свойств, связанных между собой отдельными элементами, составляет обобщенную характеристику объекта. Тождество этих характеристик для объектов одного класса составляет меру аналогии объектов, эти свойства в характеристике объектов могут составлять "критерий общности";

б) частные свойства, характеризующие специфические детали объектов, а потому слабо между собой связанные. Эти свойства объектов могут исследоваться независимо друг от друга и составляют в своей совокупности меру различий объектов;

в) В условиях непосредственной работы с объектами и информацией о них зачастую возникают задачи, в которых требуется одновременное знание о сходстве и различии объектов. Это выдвигает в таких случаях задачу о совместном исследовании сходств и различий месторождений специфическими математическими приемами. Очевидно, что в реальных объектах сходство и различие взаимно вложено друг в друга.

Объекты, подлежащие сравнительному изучению в нефтегеологии, отличаются большим разнообразием. Мы ограничиваем рассмотрение интересующих нас объектов в соответствии с целями данной работы. Тем не менее введем необходимые нам понятия в более широком смысле, пригодном и в задачах других постановок.

Поскольку каждому уровню исследования соответствуют свои цели (рис. I), средства и результаты, то вводимые нами определения следует принимать в качестве межуровневых. Например, понятие "месторождение" определяется не только с учетом геологических свойств, но и с учетом его экономического значения. Поэтому в

I. Общая совокупность характеристических признаков

Совокупность пространственно-временных признаков

Совокупность вещественных признаков

Геотектоническая обстановка (платформа, плита, геосинклиналь, передовой прогиб и т.д.)

Структурно-тектонические свойства бассейнов нефтегазообразования и нефтегазонаосности.

Характеристика положения ловушки и отложений бассейнов

Характеристика структурной ловушки (морфология, динамика и история развития структуры во времени и пространстве)

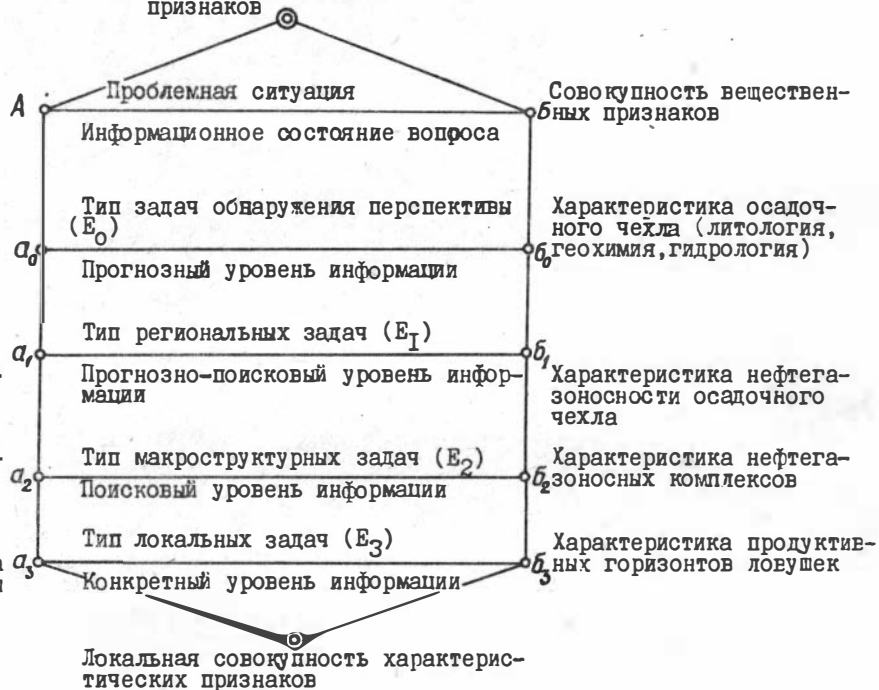


Рис. I. Иерархические информационные уровни для типов задач прогнозно-поискового профиля

целях и терминах данной работы мы примем следующие определения.

Месторождением называется локализация углеводородов в залежи, а также локализация нефтяных залежей, удовлетворяющая в данных условиях экономическим требованиям, а локализация нефтяных залежей, в данных условиях не удовлетворяющая экономическим требованиям, называется нефтепроявлением.

Необходимость анализа сведений на E_0 - E_3 уровнях информации об исследуемых объектах зачастую удовлетворяется установлением аналогии и различий между ранее охарактеризованными объектами и теми, которые исследуются в текущий момент. Этот анализ включает в себя и процедуры, связанные с прогнозированием поисков.

Цель - прогнозирование поисков - требует более широкого использования объектов исследования, поэтому объектами прогнозного исследования мы называем исследуемые площади, включающие месторождения, нефтепроявления, перспективные и пустые участки. Под перспективными объектами (пробы) понимаются охарактеризованные объекты, которые имеют аналогии с месторождениями на данном уровне исследования. Как правило, это E_1 - E_3 - уровни. Опройскованные объекты - пустые участки - представляют собой охарактеризованные на уровне E_3 объекты, не принадлежащие ни месторождениям, ни нефтепроявлениям.

В соответствии с геологическими постановками задач прогноз и поиск геологических объектов связывается с учетом таких сведений, которые характеризуют вещественные и общие структурные особенности прогнозируемых объектов. Как правило, подобная характеристика освещает дальний порядок сходств и различий, на E_1 - E_2 - уровнях информации. Дальний порядок связи между объектами геологического прогноза вскрывается в пределах общих признаков историко-геологического пути формирования интересующих регионов. Геологическое исследование перспективных площадей (объектов), являющихся объектами распознавания, может корректироваться результатами распознавания на базе сравнительного изучения перспективных объектов и месторождений. Если прогноз на уровне (E_1) рекогносцировочной работы подтверждается, то производится детализация, и исследование переводится на поисковый уровень. Различие между уровнями исследования, прогнозирования поисков и собственно поиска по существу сводится к разли-

чие между вероятностью и реализацией вероятности. Подчеркнем, что выдаваемые результаты прогнозирования поисков и сопровождающие эти результаты теоретические положения производятся в пределах учтенной и обработанной информации. Исчерпывающее изучение сравниваемых объектов можно проводить в многоцелевой постановке задач и в условиях полной охарактеризованности этих объектов.

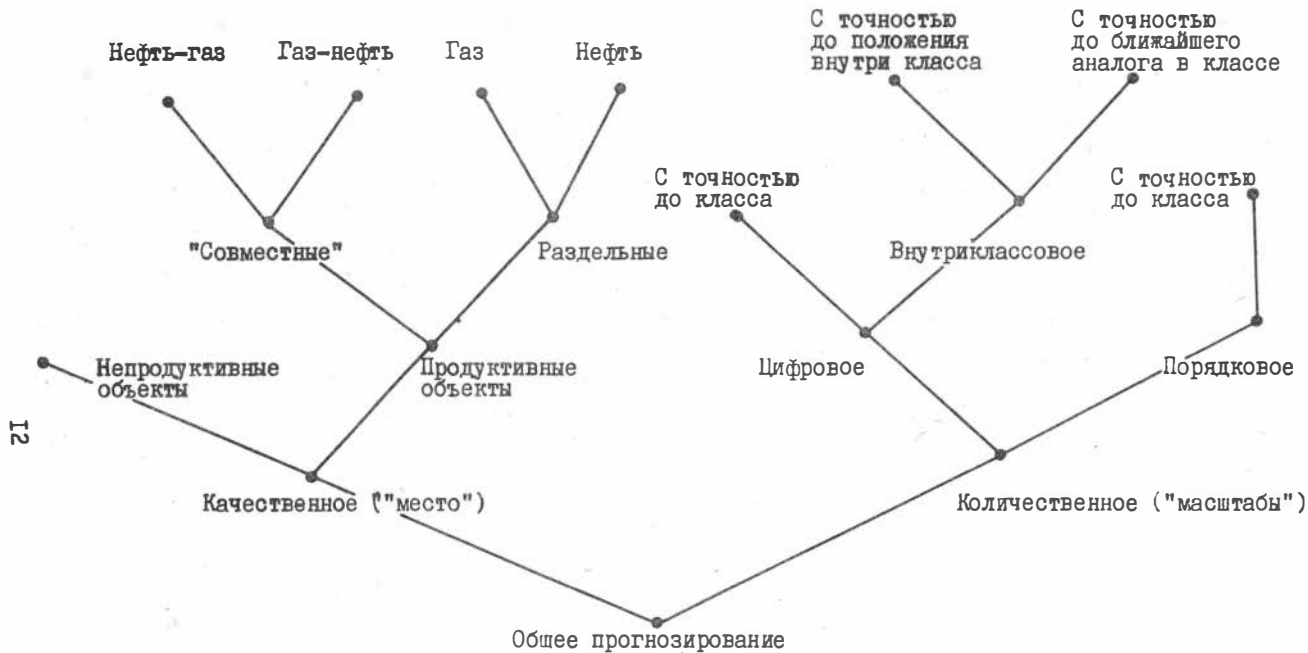
Вопросы информационного прогнозирования

Содержательная трактовка способа количественной оценки возможности обнаружения нефтяных месторождений обосновывается на логических характеристиках методов, которыми достигается эта оценка (рис.1). Практическое применение логико-математических методов для прогноза "места" и "масштаба" вероятных месторождений производится серией приближенных к цели шагов. Как правило, первыми шагами этой серии являются указания о "размещении перспективных объектов в географическом пространстве", от указания на возможный нефтяной бассейн, до отдельной локальной структуры (в зависимости от детальности постановки задачи и дробности исследуемой информации, рис.1). То есть, этими шагами достигаются качественные результаты (продуктивные, непродуктивные; нефть, нефть-газ, газ; (рис.2), отвечающие на вопрос "где?" (в разрезе и на площади) и "что?" (вода, сухо, нефть и др.).

По мере возрастания уверенности в правильности ответов на вопросы "где?" и "что?", возникает необходимость в количественном прогнозировании, с задачей поиска ответов на вопрос "сколько?". Как качественный, так и количественный этапы прогнозирования должны быть заданы точным подразделением и иметь достаточную информационную обеспеченность (полнота косвенной информации). После принятия данного целеуказания и мобилизации информации с учетом наиболее соответствующих решающих правил и процедур, естественно перейти к подробной геологической постановке задачи с последующим ее преобразованием в формализованную [1].

Примером качественного прогнозирования может служить задача сортировки прогнозируемых объектов (проб) на двух или более заранее выдержанных классах известных объектов: продуктивные структуры - непродуктивные структуры, нефть-газ и другие комбинации классов эталонов [7].

Количественная оценка проб (величина запасов углеводородов) производится теми же правилами и процедурами распознавания, что и на этапе установления качественных оценок. Отличие же состоит в том, что количественная оценка требует знания "меры важности" каждого эталона, то есть знания "масштаба запасов";



12

Рис.2

выступающего в роли целевого признака. Причем в зависимости от характера целевого признака (или это мера порядка: "мелкое", "среднее", "крупное", "гигантское" месторождение, классы месторождений; или это конкретные цифры в млн. т., млн. куб. м) количественный прогноз осуществляется с разной степенью детальности. Если имеется два класса эталонов: "мелкие" и "крупные" месторождения, то попадание одной из сортируемых проб в тот или иной класс и обозначит масштаб запасов этой пробы с точностью до интервала разброса значений запасов для месторождений соответствующего класса. В этом случае можно говорить о количественном прогнозе с точностью до класса. Зачастую, по тем или иным причинам, количественная оценка проб заканчивается на этом уровне. Но когда количество и качество информации, а также постановка самой геологической задачи позволяют углубить детальность прогноза, то можно перейти к "цифровой" оценке проб по целевому признаку. Это, при некоторых естественных предположениях, можно осуществить двумя путями:

а) По совокупности характеристических признаков (с минимизацией числа признаков или без минимизации) вычисляются веса каждого из эталонов исследуемого класса. В соответствии с весами (по возрастанию или убыванию) строится соответствующая кривая. При совпадении полученной упорядоченности объектов по весам с их упорядоченностью по запасам (а иногда и при неполном совпадении) приобретает смысл процедура вычисления аналогичных весов и для проб. Тогда по положению пробы в соответствии с ее весом на кривой упорядоченности эталонов можно судить о количественной мере предполагаемого месторождения [4,8];

б) второй путь состоит в том, что по системе сравнительных процедур [5,9] производится поиск ближайшего эталонного объекта для каждой пробы в выбранном признаковом пространстве. Если выявленная близость больше некоторого выбранного порога, то пробе приписывается такое же значение целевого признака, которым обладает ближайший к ней эталонный объект. Этот путь базируется на предположениях, что, во-первых, допущенные к обработке данные о месторождениях содержат и косвенные указания на масштабы и, во-вторых, близкие по своему характеристическому описанию объекты обладают близкими значениями целевого признака.

Совершенно очевидно, что каждый последующий, в порядке перечисления, прием количественного прогнозирования включает в себя предыдущий. Задачу количественного прогнозирования на более общих уровнях можно представить в виде нескольких задач на уровне более детальных постановок.

Основные допущения, лежащие в основе предлагаемого подхода, при решении некоторых сторон нефтепрогноза как информационной проблемы следующие:

1. Научное исследование объектов и явлений, осуществляемое геологами, протоколируется в описаниях, совокупность которых составляет резерв геологической информации.

2. Точность исследовательских процедур и изложения результатов исследования в масштабе исследуемых событий, практически достаточна для решения общих задач прогноза.

3. Варианты описаний одного и того же объекта или явления, в основном, не противоречат друг другу.

4. Описания родственных по природе объектов сопоставимы по большому числу характеристических признаков, описания объектов различной природы по существенным характеристическим признакам, несопоставимы.

5. Каждому объекту исследования соответствует описание, каждому свойству объекта соответствует определенная форма описания.

Пункты 1-5 подлежат учету при алгоритмизации операций счета и построения формализованных средств для автоматизации обработки геологической информации.

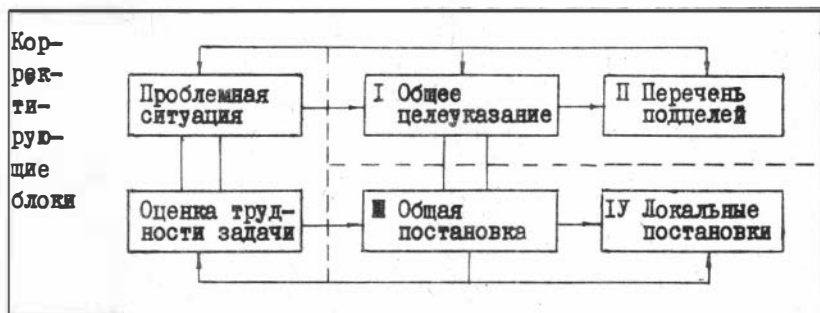
Пусть некоторая проблемная ситуация является источником целей, а общее целеуказание контролирует постановку задачи, решение которой нейтрализует проблемную ситуацию. Возможны случаи:

- а) проблема решается в общей постановке задачи;
- б) проблема решается по частям.

В случае б) общая цель подразделяется на подцели, каждой из которых соответствует локальная постановка задачи. Подразделение цели на подцели является уточнением цели I.

Механизм целеуказания и постановки задачи зададим в виде иерархической системы с n - ступенями (схема, рис.3).

Область целеуказания



Область постановки задач

Рис. 3

Содержательное наполнение схемы обозначает задание структуры общего плана. Установление общей структуры структурированной задачи неизбежно заканчивается постановкой задачи.

Проблемная ситуация. Несмотря на успехи в области поисков нефти и газа, такие вопросы как теории научных основ нефтепоиска, генезис, обоснование направления поиска, повышение практической значимости теоретических рекомендаций, острая необходимость в оптимизации экономических затрат нефтепоисковой производственной деятельности и, наконец, общая методология нефтепоиска становятся предельно актуальными. Эти нерешенные вопросы порождают острую проблемную ситуацию, формулируемую нами в следующем виде: "Невозможно проектировать стратегию прогнозно-поисковой деятельности только в рамках механического наращивания объема экономических затрат".

Конечно, можно, учитывая прибыль от разработок открытых месторождений, механически заданную стратегию считать выгодной, поскольку "игра стоит свеч", но игру в сотни млн. рублей вряд ли следует относить к игре. Вопросы экономического здравого смысла, да и престиж исследовательского достоинства требуют более четких и менее экспансивных решений сформулированной проблемы наращивания запасов углеводородов. Информационная постановка решения подобных задач строго обнаруживает изъяны "интенсивных" подходов.

Общее целеуказание. Формулировка основной проблемы нефтепоиска требует новых подходов при обнаружении месторождений нефти и газа. Поскольку любая человеческая деятельность организуется в соответствии с оперативным и резервным знанием, то изменение качества деятельности начинается с этапов переучета и переосмысливания накопленных сведений. Огромный резерв нефтегеологических знаний должен быть самостоятельным предметом исследования, а конечная цель этого исследования сводится к улучшению использования накопленных сведений и, на конечном шаге, повышению эффективности прогноза, поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений. Общим целеуказанием выступает положение о том, что необходимо учесть, зафиксировать и обработать громадные резервы информации по нефтепоиску с целью оптимизации решений конкретных региональных и локальных производственных и научных задач.

Общая постановка задачи

Предмет исследования – мировой резерв знания и опыт нефтепоисковой деятельности, сконцентрированной в геологических описаниях.

Средства исследования – профессиональный опыт геологов, математические и кибернетические средства, разработанные в сфере работ с разнообразными резервами информации.

Ожидаемые результаты исследования – организация знаний в максимально удобную форму для информационной работы по прогнозированию поисков нефти и газа, приращению запасов нефти и газа, обнаружению новых месторождений, по оптимизации разведки и подсчета запасов. – Эти элементы общего целеуказания и составляют основу общей постановки задачи.

Коррекцию общей постановки задачи можно осуществить путем оценки предполагаемого объема работы по реализации общей цели. В конкретном случае, информация, подлежащая учету и обработке в направлении оптимизации нефтепоиска, представляет собой огромный резерв сведений. Причем эти сведения непрерывно пополняются далеко не стандартным путем, что затрудняет процедуры сопоставления данных. Достаточно указать, например, что из производимых за год информаций только в геофизическом профиле ($7 \cdot 10^5$ бит на 1 км^2) используется "в деле" менее 1 % данных, чтобы понять невозможность решения проблемы в общей постановке задачи.

Поэтому из области постановки задачи мы возвращаемся в область целеуказания.

Уточнение цели. Подразделение цели на подцели, в свою очередь, должно корректироваться процедурой сопоставления и экзаменом каждой выделенной подцели на соответствие проблемной ситуации источнику общей цели. Например, подцель "поиск крупных месторождений нефти" назовем основной подцелью, а все другие подцели, содержащиеся в общей цели и принадлежащие данной проблемной ситуации назовем вторичными целями. Следует учитывать относительность разложений общей цели на основные и вторичные. Выбор в качестве основной цели контролируется, с одной стороны, существом проблемы, а с другой – возможностями и опытом конкретного исполнителя. Коррекцией на правильность выбора подцелей является то, что называют "здоровым смыслом", в котором неизбежно организован, то есть, сжат и отобран длительный научный опыт и производственная практика исследователей. Процессу выбора основной цели из общей предшествует операция элементаризации, которая является первым этапом изучения неструктурированной задачи.

Локальная постановка задачи осуществляется в рамках избранной основной цели. Может вся проблема решаться последовательными шагами локальных задач. Но вполне допустимо, что решение локальной задачи по основной цели на первом шаге сильно снизит остроту проблемной ситуации. В таком случае локальное решение оказывается одновременно и оптимальным, что гораздо предпочтительнее решения проблемы "в лоб".

В качестве процедурных шагов решения проблемы, после осуществления ее формулировки, принимаются следующие:

1°. Знакомство и выбор полезных элементов в ранее существовавших информационных приемах решения проблем нефтепоиска.

2°. Построение метода работы с учетом предыдущего опыта и новых приемов работы с информацией.

3°. Исследование части проблемы и получение опытного решения.

4°. Интерпретация промежуточных результатов решения.

5°. Идентификация при необходимости расширить решение задачи вновь вводимых величин с ранее заданными.

6°. Оценка опытного решения и выбор плана внедрения программы решения.

7°. Аттестация результата внедрения в реальную нефтепоисковую деятельность.

8°. Ревизия слабой эффективности результата анализом информационного материала и методов обработки.

9°. Подготовка нового подхода и средств решения задачи.

Перечисленные критерии обладают большой общностью, но могут составить методологическую базу для работы в сфере неструктурированных задач.

Логическая подготовка описаний объектов при нефтепоиске

Исследуются свойства месторождений, для которых выполнено условие основной цели (например, месторождение с запасами 40 млн. т). Причем свойства объектов заданы в виде геологических описаний объектов, а распознавание месторождений и выделение их характеристик в качестве поисковых критериев производится на основании элементаризации характеристик объектов до признаков, извлеченных из отчетов, статей, монографий, карт и др. источников информации.

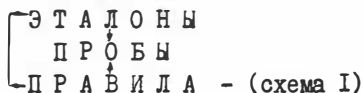
Как и в случае работы с реальными объектами в анализе по описаниям для выделения требуемого свойства необходимы:

1) правила распознавания и сопоставления совокупности описаний;

2) совокупность описаний, составленных по хорошо известным объектам и заданных в качестве эталонов;

3) описания, для которых ряд признаков неизвестен и под вопросом принадлежность описаний к эталонам (например, площадь, исследуемая на наличие крупного нефтяного месторождения). Эти описания называются пробами.

Отношение сопоставлений свойства эталонов и проб лежит в плоскости описаний (схема I), причем заключение о зависимости описаний, как особого результата исследования совокупности объектов, является основанием объединения описаний в некий формальный тип, члены которого объединены целеуказанием.



Успешное решение задач нефтепоиска находится в сильной связи с правильным выбором цели и тщательным заданием эталонов.

Вопросы нефтепоиска, даже в локальной постановке задачи, неизбежно связаны с изучением процессов образования и закономерностями размещения нефтяных и газовых месторождений. Поэтому детализация этапов решения локальной задачи нефтепоиска невозможна без учета состояния средств исследования при поиске месторождений, состояния изученности конкретных объектов и состояния теории нефтепоиска.

Состав, строение, компактность нефtezалежей в совокупности дают геолого-экономическое освещение объектов, прогноз поиска которого состоит из следующих элементов:

а) выявления закономерности строения месторождений, отвечающих требованию основной цели;

б) указания основного диагностического комплекса признаков на этапе сравнительного изучения структуры, состава, запасов месторождений, вошедших в формальный тип исследования;

в) указания районов, перспективных на обнаружение изученных аналогов, и указания наиболее вероятного места расположения ожидаемого месторождения;

г) обоснования направления геолого-поисковых и геофизических работ в указанных районах.

Пункты от а) до г) для своего выполнения требуют строгой иерархии в последовательности информационной работы (рис.1).

Основным и самым ответственным этапом является - организация информации по заданному целеуказанию и подготовка ее к автоматической обработке. Именно этому этапу и посвящено все последующее изложение.

1. Выбор эталонов.

Выбор эталонов (месторождений для концентрации по ним информации) производится с учетом таких требований:

а) соответствие месторождения заданному порогу запасов;

б) содержательное соответствие эталонов объектам, заданным как пробы;

в) дополнительные геологические характеристики включаются в зависимости от вида конкретных объектов.

Как правило, окончательная формулировка локальной задачи

производится после введения перечня ограничений для выбора эталонов. Например, формулировка локальной задачи нефтепоиска может иметь следующее содержание: "Поиск нефтяных месторождений антиклинального типа с запасами 50 млн.т в платформенных нефтегазоносных областях".

Все месторождения, отвечающие условиям от а) до в) и соответствующие формулировке локальной задачи, включаются в обработку в качестве эталонов.

2. Выбор проб.

Пробы-районы, подозреваемые на наличие в них месторождений, соответствующих эталонам, имеют охарактеризованность меньшую, нежели эталоны. Но они должны иметь достаточно сведений, сопоставимых с некоторыми данными заранее выбранных эталонов. Например, для сформулированной задачи пробы должны иметь признак "конкретная платформенная область и наличие антиклинальных структур".

Как при выборе эталонов, так и при выборе проб следует учитывать:

- а) возможность всесторонней охарактеризованности объекта;
- б) высокую обеспеченность фактическим материалом;
- в) непредвзятость выбора.

После отбора эталонов приступают к их характеристике, т.е. задают пространство характеристических признаков, при этом следует соблюдать следующие правила:

I - признаку должен соответствовать факт, а не его истолкование;

II - признаки группируются в соответствии с содержательным родством (например, признаки структуры, возраста, состава и пр.);

III - признаки в своей полной совокупности должны характеризовать объект с подробностью, которая может быть получена, например, с помощью геологической съемки или разведки, или эксплуатации, т.е. признаки отбираются в соответствии с предполагаемым видом деятельности над объектом;

IV - в прогнозных целях среди общего списка признаков отдается предпочтение тщательному регистрированию общих признаков ("добуровая охарактеризованность") независимо от их природы (геофизические, геологические или геохимические);

V - при составлении общего списка признаков следует избе-

гать субъективного предпочтения фактов и не составлять набор признаков в пределах одной какой-либо гипотезы;

УІ - признаки, интерпретируемые как генетические, задавать в виде однозначно наблюдаемого факта, который "несет признак генезиса";

УІІ - признаки, отображающие факты, могут быть заданы в виде логической формулировки (качественные признаки) или в виде численно выраженной измеряемой величины (количественные признаки).

Для задачи нефтепрогноза примем следующую схему деления характеристических признаков (рис.4).

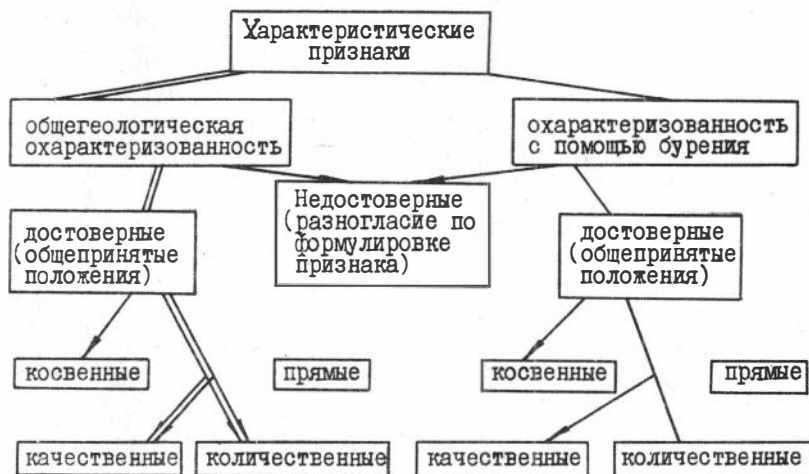


Рис.4

При заполнении таблиц типа "объект-признак" для совокупности выбранных признаков выбирается определенный код. Помимо классификации признаков по качеству заложенной в них информации (рис.4), как правило, требуется содержательная классификация признаков, в которой отображаются массивы информации и проглядывает структура задачи. Сведения по стратиграфии, литологии, геохимии, фациям, тектонике, геоморфологии и физике земной коры являются источником информации для поиска крупных месторождений, содержательные признаки которых можно за-

дать, например, такой схемой (рис. I).

Каждое из описаний, заданное как эталон, имеет свой объект характеристических признаков, причем качество и количество сведений от эталона к эталону может сильно меняться, поэтому первым этапом организации характеристик эталонов является приведение эталонов к одному уровню охарактеризованности. Это приведение осуществляется после исследования объема, качества и типа охарактеризованности каждого эталона, из которых формируется формальный тип.

Первым этапом решения задачи нефтепоиска следует считать процедуру сравнительного изучения эталонов (с последующим их сопоставлением с пробами) по данным общегеологической охарактеризованности.

Если количество признаков достаточно большое, то исследование по качественным и количественным сведениям заданного типа описаний следует проводить параллельно по различным (или сходным) программам решения.

При сопоставлении проб и эталонов может оказаться, что часть проб четко попадают в окрестность определенно заданных характеристических величин для эталонов. Тогда эти пробы должны исследоваться на более детальном уровне охарактеризованности, который будет обусловлен интерпретацией результатов, полученных по общегеологическим признакам.

Поскольку, исходя из схемы 4, характеристические признаки подразделяются на содержательно сжатые группы признаков, то можно провести соревнование групп признаков по их диагностической роли в разброске эталонов и проб по заданному критерию (например, для эталонов-запасы). Может оказаться, что общегеологическая группа признаков обладает слабой диагностической ролью при распознавании объектов, тогда необходимо пойти по другому пути. Для утверждения неизбежной необходимости бурения следует провести большую счетную и интерпретационную работу, поскольку именно ответа на вопрос, какие признаки контролируют находки при поиске месторождений, зависит и ориентация общей поисковой деятельности.

Признаки, выделенные в качестве поисковых критериев нефти и газа, могут приниматься как основание прогностического картирования. Пространственное совмещение большого числа диагностичес-

ки важных признаков (на карте исследуемого района) будет указывать на "информационную насыщенность" конкретного участка. Поскольку вся информация обрабатывалась в соответствии с целью и эти признаки оценены на заранее известных месторождениях, то по принципу аналогии можно посчитать вероятность количества нефти в данном месте. В зависимости от значения этих вероятностей и экономических соображений те или иные участки можно рекомендовать к разбуриванию.

Общая схема логико-информационных
процедур при целевом исследовании нефтегеологической
информации

Рассмотрим в качестве практически приемлемой схему последовательности процедур, ориентированной на изучение информации в классе нефтегеологических задач. Полнота и работоспособность схемы (рис.5) подлежит еще выяснению, но довольно длинные цепочки схемы выверены достаточно основательно на целом ряде конкретных задач прогноза. В целом, вся схема, как и в схемах для других классов задач, подразделяется на три этапа.

I – этап мобилизации и первичной обработки информации в пределах общего целеуказания.

II – этап формализованной обработки информации, подготовленной на предыдущем этапе.

III – этап интерпретации полученных результатов в области теории исследуемого вопроса и в области принятия решений по ориентации нефтепоисковой деятельности.

Каждый из трех этапов подразделяется на соответствующее число шагов, следующих друг за другом, согласно схеме конкретных логических и вычислительных операций.

I-й этап (мобилизация информации). Первому этапу присуща такая последовательность шагов (рис.5):

1 – выявление области проблемной ситуации и формулирование проблемы как первоочередной для нефтегеологии;

2 – выбор возможных основных направлений, достижение положительных результатов, по которым снижают остроту проблемы в заданный срок;

3 – общий выбор перечня объектов исследования (например,

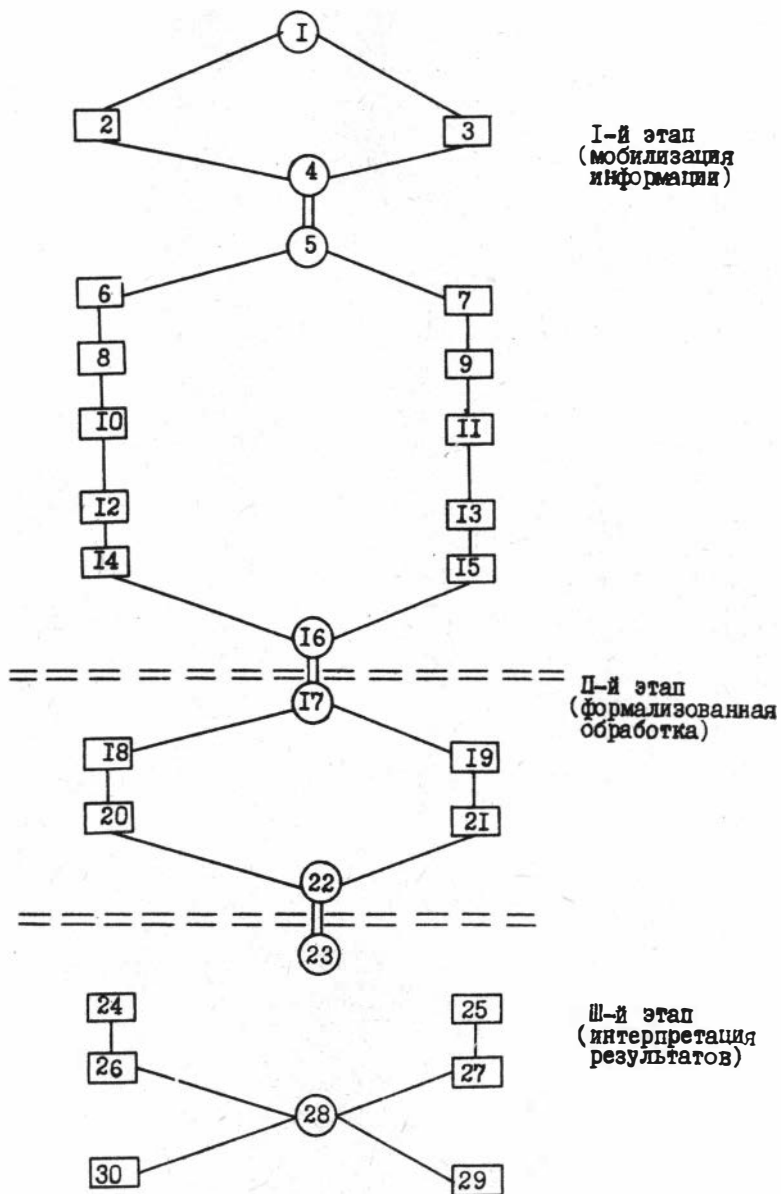


Рис.5

задачи на уровне нефтяных провинций, бассейнов, перспективных земель, месторождений, локальных структур);

4 - формулировка общей цели исследования с учетом остроты проблемы и лабра конкретных объектов, подлежащих исследованию;

5 - мобилизация и компоновка информации по заданному целеуказанию;

6 - регистрация всей совокупности информации по имеющимся источникам (книги, статьи, отчеты, карты, схемы, измерительные данные и пр.);

7 - учет и регистрация в признаки данных опыта, знания, интуиции профессионально заинтересованных лиц;

8 - конкретное составление характеристик объектов исследования и профессиональная классификация объектов на содержательном уровне;

9 - формулирование правил описания объектов в пространстве характеристических признаков;

10 - организация пространства характеристических признаков, формулировки признаков и количественное задание признаков;

11 - вычисление критерия общности исследуемых объектов из общего перечня признаков;

12 - априорная классификация объектов по содержательным критериям (например, организация классов месторождений по масштабу запасов);

13 - выбор необходимых типов кодирования признаков по заданному целеуказанию;

14 - эталонизация объектов по полноте и уровню информационной охарактеризованности;

15 - экспертная оценка информации, подлежащей целевой обработке, как завершающий этап содержательной работы над проблемой;

16 - целеуказание в узком смысле, т.е. выбор подцелей первоочередного решения.

II-й этап (формализованной обработки). Второй этап формализованной обработки информации в соответствии с заданным целеуказанием включает в себя такую последовательность шагов:

17 - организация информационных массивов и приведение информации в готовность к процедурам кодирования;

18 - оптимизация кодирования значений признаков, исходя из анализа природы признаков;

19 – оптимизация кодирования признаков в соответствии с заданным целеуказанием и учетом структуры классов исследуемых объектов;

20 – алгоритмическое обеспечение процесса решения задачи:

а) выбор и применение готовых (проверенных в решении сходных задач) алгоритмов;

б) адаптация алгоритмов по выявленной специфике задач, подлежащих решению;

в) создание новых алгоритмов в полной последовательностью завершения в их программной реализации.

21 – программное обеспечение процесса решения задач и выбор типа ЭВМ для конкретного осуществления решения задач;

22 – процесс решения.

III-й этап (интерпретация результатов). Третий этап заключается в интерпретации результатов и проведении проверки полученных результатов на теоретическую уместность и практическую эффективность.

23 – осмысливание и общая интерпретация полученных результатов;

24 – узкая оценка результатов внутреннего контроля (экзамена) на признаках и объектах (например, выявление согласованности содержательной и вычисленной существенности характеристических признаков; выявление согласованности упорядочения объектов по содержательному критерию их важности с упорядоченностью объектов по установленным для них количественным критериям);

25 – узкая оценка результатов внешнего контроля (сопоставление с результатами других методов, проверка совместимости теоретических и природных обстановок);

26 – широкая оценка результатов на внутреннем контроле перспектив, то есть оценка и интерпретация полученных результатов в свете господствующих представлений и возможности построения новых представлений;

27 – широкая оценка результатов на внешнем контроле и экспериментальная проверка отдельных, вновь возникающих теоретических представлений;

28 – формулирование общих выводов о решении в целом; оценка полноты реализации заданного целеуказания;

29 – оценка снижения остроты проблемной ситуации и формулирование рекомендаций для принятия решений в области производственной деятельности;

30 – организация перспектив развития решения общей проблемы, ревизионные работы в области информационных массивов (с учетом новейших данных) и выход на следующий этап целеуказания.

Вышеперечисленные пункты, изображенные последовательностью номеров на рис.5, подлежат дальнейшей детализации и расшифровке. Причем эта детализация с учетом современных способов построения систем автоматической обработки данных может быть ориентирована на разработку полной схемы информационной службы в классе нефтяных задач прогнозно-поискового профиля. Результаты и методы работ этой службы могут оказаться намного шире тех целей и задач, которые возникают без учета общих тенденций и темпов развития нефтегеологии. Вполне возможно, что серия нефтегеологических задач, связанных с экологическими осложнениями в связи с добычей нефти и ее использованием, может ставиться и успешно решаться на базе новой идеологии подробного осваивания уже накопленных знаний. Из работы схем подобного рода могут получаться серьезные корректирующие выводы для стратегической линии нефтепользования в мировом масштабе. Ранее непредусмотренные с развитием нефтегеологии цели в связи с интенсивностью научно-технического прогресса готовятся к формулированию, и поэтому задача науки состоит в том, чтобы встретить эти цели хотя бы наполовину готовыми средствами для их достижения.

Логико-математические методы обработки информации

Нефтепрогноз как информационная проблема аккумулирует в себе большое количество разнообразных и сложно взаимосвязанных задач естественного, информационного и математического толка. Кратко рассматривая математическую часть названной проблемы, мы приведем перечень методов, разработанных и апробированных при решении геологических задач прогнозно-поискового профиля. Причем эти методы в их современном состоянии разрабатывались с учетом специфики задач и сведений, подлежащих обработке. В целом, методы лежат в области логико-комбинаторных и эвристических математических приемов.

Математические методы исследования геологической информации имеют многоцелевое назначение как в области геологической теории, так и в области практики решения конкретных задач производства. Разработаны и апробированы четыре комплекса алгоритмов и программ, позволяющих в широком классе геологических объектов производить сравнительное изучение объектов по их описаниям. Характерно, что в общей практике математических процедур в геологии широко используются содержательно интерпретируемые процедуры.

1. Тесты и тесторы. Тестовый подход предназначен для сравнительного изучения объектов, охарактеризованных небольшим количеством признаков. Обычно он применяется к малым (по статистическим меркам) выборкам объектов. В этом подходе производится отыскание неизбыточных комплексов признаков, по которым различаются заданные совокупности объектов, так называемых тупиковых тесторов. Например, для 2-х групп объектов 10 месторождений нефти и 10 месторождений газа тупиковым тестором будет такой комплекс, по которому все нефтяные месторождения отличаются от всех газовых. Множество всех тупиковых тесторов образует структуру различий между заданными совокупностями объектов. Анализ этой структуры позволяет, в частности. [8, 10, 11, 12]:

а) выявить признаки, наиболее существенные для различения совокупностей объектов;

б) провести классифицирование новых объектов, т.е. отнести их к одной из совокупностей;

в) в определенных случаях упорядочить объекты по степени проявления заданного целевого признака (например, запасов).

Помимо этого, тестовый подход может быть использован для изучения сходства объектов и для выяснения взаимосвязей между их сходством и различием [5, 6] .

Все указанные возможности реализуются программами для ЭВМ БЭСМ-6. Первоначально подход был сформулирован для качественных (бинарных) признаков, однако, с разработкой процедур оптимального бинарного кодирования он находит обширное применение и в задачах с разнотипными признаками. Дальнейшая разработка тестового подхода ведется также в направлении поиска неизбыточных свойств, общих для заданных совокупностей объектов, с целью

их применения в решении классификационных задач. [13,14,15,16].

В геологических задачах классификации предметов и явлений важную роль играют признаки, общие для объектов, составляющих исследуемые совокупности. Основываясь на таких общих (отождествляющих) признаках, можно решать задачи классифицирования, т.е. отнесения объекта к одному из классов. Однако, как правило, при решении практических задач исследователь имеет дело с информацией, заключенной в косвенных признаках, среди которых либо нет отождествляющих признаков, либо объем их недостаточен для уверенного классифицирования. Метод Т-свойств расширяет совокупность отождествляющих признаков рассмотрением логических функций от исходных (неотождествляющих) характеристических признаков. Эти логические функции (Т-свойства) строятся по описаниям эталонных объектов. Например, для классифицирования месторождений на нефтяные и газовые Т-свойства нефтяных месторождений строятся по описаниям эталонов месторождений нефти, и Т-свойства газовых месторождений - по описаниям эталонов месторождений газа. На основании процентов выполнения у исследуемого объекта (пробы) Т-свойств заданных классов проводится классифицирование [14].

Следует отметить, что далеко не каждая комбинация признаков порождает такую логическую функцию. Их порождение контролируется принципом избыточности, обобщающим принцип избыточности тестового подхода. Метод удобен для геологической интерпретации. Имеются программы на языках ФОРТРАН и АЛФА-6. Если первоначально он был разработан для качественных (бинарных признаков), то в настоящее время он разработан и для разнотипных признаков.

В целом, тестовый подход широко апробирован на ряде геологических задач, в основном, нефте- и рудопргноза. Диапазон задач, решаемых в нефтяном профиле постоянно расширяется [3,4,17].

2. Метод согласованных оценок ("качели") строк и столбцов. В задачах классификации предметов и явлений зачастую бывает необходимо оценить "важность" заданных объектов (относительно определенной цели) по присущим им признакам и одновременно оценить существенность этих признаков. В данном методе рассматривается модель [9,18,19]:

1) "важность" объекта пропорциональна суммарной существенности признаков, проявленных у объекта;

2) существенность признака пропорциональна суммарной "важности" тех объектов, для которых этот признак выполняется.

При этом "сцепленность" с целью осуществляется целевой ориентацией в задании признаков. Эта модель (первоначально разработанная для качественных признаков) приводит к системе уравнений. Для решения системы разработана оригинальная итерационная процедура ("качели"), обладающая высоким быстродействием. На основании полученных весов признаков и объектов формулируются алгоритмы распознавания и упорядочения. Метод удобен для геологической интерпретации [20,21]. Отметим, что метод согласованных оценок (МСО) может быть использован и для обработки количественных данных. Кроме того, разработана модификация МСО с учетом отклонений выраженности признаков у объектов от их средних значений (по объекту и по признаку) — так называемая "Центрированная качельная процедура". Для МСО разработан комплекс программ на языке АЛФА-6 [22]. Метод широко применялся при решении геологических задач прогнозно-поискового профиля.

3. Метод целевой итерационной классификации ("Цикл") предназначен для решения с помощью ЭВМ некоторых задач, относящихся к области классификации и распознавания. Он базируется на достаточно простых операциях сравнения объектов по их описаниям [23,24,25].

Метод включает в себя:

а) решение задачи "обучения" на основе выбора информативной системы характеристических признаков, в соответствии с известными значениями целевого признака объектов-эталонов;

б) решение задачи классифицирования, т.е. принятия решения о значениях целевого признака для объектов-проб.

Важными в практическом отношении являются следующие особенности метода "Цикл".

1) Проводится целевая обработка информации различной природы, т.е. обрабатывается непосредственно информация, заданная значениями признаков с различным видом шкал. Допускаются пропуски в информации, т.е. значения признаков на некоторых объектах могут быть неизвестны.

2) Реализуются два способа сравнения объектов: в машинной программе "Цикл-1" каждый объект сравнивается с каждым, а в "Цикл-2" каждый объект сравнивается с "идеальным" объектом.

3) Решение наиболее трудоемкой задачи "обучения" проводится путем последовательных приближений в соответствующей итерационной процедуре. При этом в количественных оценках информативностей признаков, включая их минимизацию, учитывается как их индивидуальные, так и коллективные особенности в системе для получения требуемых целевых соотношений между эталонными объектами. В машинных реализациях метода предусматривается регулирование роли индивидуальных и коллективных особенностей признаков, скорости сходимости итерационного процесса, а также возможность исключения части объектов, для которых не может быть найдена среди исходных признаков информативная система. С помощью процедуры выбора информативной системы признаков решается важная в практическом отношении задача нахождения минимального или близкого к нему набора признаков, обладающего заданным целевым свойством [25].

4) В строгом соответствии со способами сравнения объектов в процессе "обучения" в методе реализуются принципы принятия решений при распознавании объектов-проб с неизвестными значениями целевого признака. Будучи рассмотренной как задача распознавания, данным методом решается и задача заполнения пропусков в некоторой информационной таблице. Практическая работоспособность и достаточно хорошая эффективность метода подтверждена решениями ряда геологических задач прогнозного характера [26].

4. Итерационный метод целевого классифицирования и упорядочения объектов ("каскад") представляет собой реализацию идей распознавания образов, достаточно широко применяемых в различных областях знания, в том числе и в геологии [9, 27, 28].

Модификация метода "каскад-II", предусматривающая два этапа обработки информации - обучение и распознавание, предназначена для решения задач в различных формальных постановках: задач классифицирования (разделение двух и более классов эталонных объектов по совокупности косвенных признаков), задач упорядочения (расстановка эталонных объектов на основе косвенных признаков в требуемой последовательности), задач распознава-

вия (отнесение к одному из эталонных классов или нахождение места в упорядоченном ряду эталонов для объектов-проб, у которых значение целевого свойства заранее неизвестно). В геологической трактовке эти задачи могут иметь следующее содержание: выделение поднабора косвенных признаков, позволяющих различать продуктивные и непродуктивные на какой-либо вид полезных ископаемых участки; выделение поднабора косвенных признаков, позволяющих упорядочивать продуктивные участки в соответствии с величиной запасов полезного ископаемого; выделение среди недостаточно изученных участков наиболее перспективных на тот или иной вид минерального сырья и оценка ожидаемых запасов.

При решении перечисленных задач по алгоритму "Каскад-П" производится оценка информативности признаков и минимизация исходного набора параметров. Итерационный принцип, заложенный в алгоритм, позволяет при оценке информативности признаков учитывать не только индивидуальную существенность параметров, но и их взаимодополняемость, что значительно повышает эффективность "Каскада-П" в сравнении с некоторыми другими алгоритмами (например, "Каскад-Г").

Алгоритм "Каскад-П" позволяет обрабатывать большие массивы информации (десятки объектов, сотни признаков) и допускает наличие в исходных данных разнотипных параметров - качественных, порядковых, количественных. Алгоритм снабжен комплексом программ для ЭВМ типа М-222, что делает его применение весьма экономичным.

Итерационный метод целевого классифицирования и упорядочения объектов прошел широкую практическую апробацию. Он применялся при оценке перспективности на железные руды участков Горного Алтая и Южного Урала, для оценки перспектив нефтегазодности локальных поднятий Западной Сибири, при выделении перспективных на полиметаллические руды участков на территории Тувинской АССР. В ряде производственных предприятий результаты прогнозной оценки по описанному методу приняты для оперативного планирования геологопоисковых работ [7,27,29].

ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриев А.Н. Вопросы формализованных постановок геологических задач прогнозно-поискового профиля. - В кн.: *Логико-математическая обработка геологической информации*. Новосибирск, 1976, с. 3-22.
2. Федосеев Г.С. Предварительный анализ данных в логико-математических исследованиях. - В кн.: *Логико-математическая обработка геологической информации*. Новосибирск, 1976, с. 22-42.
3. Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н., Трофимук А.А. Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений. М., 1971, 16 с. (Спец. докл. к УП Мировому нефтяному конгрессу).
4. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. и др. Распознавание образцов гигантских нефтяных месторождений. - В кн.: *Проблемы нефтеносности Сибири*. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 34-50.
5. Дмитриев А.Н. Новые тестовые разработки в задачах прогнозирования рудоносности (на примере трашковых интрузий). - В кн.: *Математические методы при прогнозе рудоносности*. М., "Наука", 1977, с. 104-163.
6. Дмитриев А.Н., Красавчиков В.О. Тестовый подход в решении проблем обработки геологической информации. - В кн.: *Логико-информационные исследования в геологии*. Новосибирск, 1977, с. 3-47.
7. Каштанов В.А., Соколов А.Д. Прогноз продуктивности локальных поднятий до их ввода в бурение. - В кн.: *Логико-математическая обработка геологической информации*. Новосибирск, 1976, с. 133-151.
8. Дмитриев А.Н., Кренделев Ф.П., Бишаев А.А. и др. Организация и обработка геологической информации с помощью ЭВМ на основе построения тупиковых тестов. - В кн.: *Логико-информационные решения геологических задач*. М., "Наука", 1975, с. 83-128.
9. Дмитриев А.Н., Красавчиков В.О. Процедуры математической обработки описаний нефтяных месторождений. - *Геол. и геофиз.*, 1976, № II, с. 86-96.
10. Дмитриев А.Н., Журавлев Ю.И., Кренделев Ф.П. О математических принципах классификации предметов и явлений. - В кн.: *Дискретный анализ*. Вып. 7, Новосибирск, "Наука", 1966, с. 3-15.

11. Дмитриев А.Н., Журавлев Ю.И., Кренделев Ф.П. Об одном принципе классификации и прогноза геологических объектов и явлений: "Геол. и геофиз.", 1968, № 5, с. 50-64.
12. Смертин Е.А. Q-тесты в задачах тестового распознавания. - В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, 1973, с. 65-66.
13. Красавчиков В.О. Модификация тестового подхода к анализу таблиц описаний на основе понятия пакета. - В кн.: Дискретный анализ. Вып. 26, Новосибирск, "Наука", 1974, с. 36-60.
14. Красавчиков В.О. Комплекс алгоритмов для программ распознавания по T-свойствам. - В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 151-162.
15. Смертин Е.А. Вопросы теории и алгоритмы на базе построения Q-тестов. - В кн.: Логико-информационные исследования в геологии. Новосибирск, 1977, с. 48-67.
16. Москаленко Ю.С. О способах представления исходной информации в задачах распознавания образов. - В кн.: Управление и информация. Вып. 14, Владивосток, 1974, с. 132-136.
17. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности. Отв. ред. акад. А.А. Трофимук. Новосибирск, 1976, 134 с.
18. Васильев Ю.Л., Дмитриев А.Н. Спектральный подход к сравнению объектов, охарактеризованных набором признаков. - "Докл. АН СССР", 1972, т. 206, № 6, с. 1309-1312.
19. Макаров С.В., Смертин Е.А. Центрированная качельная процедура для нахождения согласованной системы информационных весов. - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 92-100.
20. Трофимук А.А., Васильев Ю.Л., Вышемирский В.С. и др. Сравнительное изучение гигантских месторождений нефти спектральным методом. - В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, 1973, с. 3-6.
21. Гуваков А.И., Дмитриев А.Н., Кандыба В.Н. Оценка перспективности оловорудных районов Приморья. - В кн.: Логико-информационные исследования в геологии. Новосибирск, 1977, с. 68-93.

22. Смертин Е.А., Дмитриев А.Н., Макаров С.В., Кандыба В.Н. Комплекс программ по методу согласованных оценок. - В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 6-26.
23. Бишаев А.А. Метод нахождения целевой информативности признаков. - В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, 1973, с. 55-56.
24. Бишаев А.А. Метод "целевая информационная классификация". - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 70-92.
25. Бишаев А.А. Комплекс программ к методу "целевая итерационная классификация". - В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 57-77.
26. Карбышев В.Д., Бишаев А.А., Золотухин В.В. и др. Перспективы рудоносности дифференцированных интрузий севера Сибирской платформы. - В кн.: Петрология и перспективы рудоносности траппов севера Сибирской платформы. Новосибирск, 1978, с. 216-257.
27. Бабич В.В., Федосеев Г.С. Метод целевого классифицирования и упорядочения объектов в КАСКАД-I. - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 42-70.
28. Бабич В.В., Федосеев Г.С. Прогнозная оценка железорудных объектов Кондомского района Горной Шории. - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 101-117.
29. Бабич В.В. Алгоритмическое описание итерационного метода классифицирования и упорядочения объектов ("Каскад-II"). - В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 27-38.

Н.П.Запивалов, В.А.Каштанов, А.Д.Соколов,
В.О.Красавчиков, В.И.Московская

ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ ЮГА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

В пределах юга Западно-Сибирской плиты в районах деятельности Новосибирского территориального геологического управления за последние двадцать лет разбурено значительное количество положительных пликативных структур, большая часть которых выявлена и подготовлена к бурению геофизическими методами. Однако лишь на незначительном количестве объектов были открыты за это время залежи углеводородов. Поэтому, естественно, напрашивается вопрос о сокращении затрат и сроков на открытие месторождений нефти и газа. Вопрос этот не нов; он решался многими коллективами как производственных, так и научно-исследовательских организаций, однако, для районов деятельности НТГУ достаточно приемлемых рекомендаций по его реализации получено не было. Сложность выяснения продуктивности или непродуктивности локальных поднятий обусловлена, зачастую, близостью их местоположения или приуроченностью к одному и тому же структурно-тектоническому элементу. Например, Межовское, Восточно-Межовское месторождения и Северо-Межовская "пустая" структура расположены на Межовском куполовидном поднятии. При одних и тех же литолого-фациальных, структурно-тектонических, гидрогеологических, геохимических и т.п. факторах эти локальные поднятия имеют различную продуктивность, в связи с чем целесообразно отыскивать другие критерии нефтепрогноза.

Выяснению этих критериев и конкретному прогнозу на их основе посвящена предлагаемая работа.

§ I. Методика исследований

В геологической практике известно большое количество способов и приемов разделения продуктивных и "пустых" в нефтегазоносном отношении структур. Основой, для разделения служит различный набор геологических, геофизических, геохимических и других характеристик, получаемых либо непосредственно по данным бурения, либо в результате интерпретации этих данных и их экстраполяции на неразбуренные структуры.

В качестве объекта исследования обычно выбирается нефтега-

зональный комплекс определенного возраста, вскрытый в пределах конкретного локального поднятия.

Основным недостатком такого подхода является несоответствие цели исследования (прогноз продуктивности локальных поднятий на добуровой стадии) ее логическому содержанию, т.к. в основу признакового пространства прогнозируемых структур закладываются параметры, получаемые в результате экстраполяции данных по разбуренным структурам. Поэтому для локальных поднятий, расположенных в пределах одних и тех же структур II порядка, никакой дифференциации по литологии, геохимии, гидрогеологии в условиях отсутствия дизъюнктивных дислокаций наблюдаться не будет. Все структуры, находящиеся рядом с месторождением, по совокупности вышеуказанных характеристик будут отнесены к классу месторождений, рядом с "пустыми" - к "пустым".

Вторым недостатком является то, что экстраполяция проводится на основе анализа совокупности признаков, характеризующих конкретный нефтегазональный комплекс. Такая экстраполяция данных на соседние объекты прогноза, не оцененные бурением, далеко не правомочна, т.к. в пределах последних залежи углеводородов могут концентрироваться в иных стратиграфических диапозонах.

Каков же выход из создавшегося положения? Как объективно, в соответствии с логикой, подойти к прогнозу продуктивности локальных поднятий на добуровой стадии их исследования? Вот тот круг вопросов, которые пришлось решать авторам при проведении данной работы.

Поскольку в прогноз вводятся структуры, выявленные и подготовленные к бурению геофизическими методами, для которых отсутствует информация, полученная по соседним локальным поднятиям в результате бурения, рационально ввести в признаковое пространство характеристики, полученные по этим методам.

Основой для выявления локальных поднятий служит сейсморазведка, по данным которой отрисовываются структурные карты. Последние и являются той платформой, на которой базируется используемое нами признаковое пространство.

Так как объектом исследования является локальное поднятие, то для его всесторонней характеристики необходим достаточно широкий набор параметров. Такими параметрами будут характеристики, снимаемые в пределах контура локального поднятия по основным опорным сейсмическим горизонтам. На юге Западной Сибири основными гори-

зонтами являются поверхности отложений: 1) доюрского фундамента - горизонт "Ф", 2) нижней + средней юры (кровля отложений заводоукновской серии) - горизонт - Π^a ; 3) нижнего апта (кровля отложений алымской свиты и ее аналогов) - горизонт - Ш^b ; 4) сеномана (кровля покурской свиты и ее аналогов) - горизонт - IY^a и 5) верхнего мела (кровля отложений ганькинской свиты и ее аналогов) - горизонт - Y^b . Следовательно, объект нашего исследования - локальное поднятие - является объемным телом, прослеживаемым по всем сейсмическим горизонтам, начиная с горизонта "Ф".

Признаки, характеризующие локальное поднятие по этим горизонтам, можно объединить в 9 групп, восемь из которых содержат по 5 признаков (по количеству опорных сейсмических горизонтов) и последняя, десятая группа, содержит 10 признаков: I группа - ширина локального поднятия (км) - 5 признаков - (а); II группа - длина локального поднятия (км) - 5 признаков - (б); III группа - изометричность локального поднятия - 5 признаков; IV группа - площадь локального поднятия (км^2) - 5 признаков - ($a \cdot b$); V группа - абсолютная отметка вершины локального поднятия (км) - 5 признаков - (НВ); VI группа - абсолютная отметка подошвы локального поднятия (км) - 5 признаков - (НП); VII группа - амплитуда локального поднятия (км) - 5 признаков - ($A \cdot 100$); VIII группа - контрастность локального поднятия ($\frac{\text{км}}{\text{км}^2}$) - 5 признаков - ($\frac{A}{S} \cdot 10000$); IX группа - а) положение поверхности доюрского фундамента на конец формирования отложений: I - заводоукновской серии (гор. Π^a);
 2 - алымской свиты и ее аналогов (гор. Ш^b);
 3 - покурской свиты и ее аналогов (гор. IY^a);
 4 - ганькинской свиты и ее аналогов (гор. Y^b);
 б) положение поверхности отложений заводоукновской серии (гор. Π^a) на конец формирования осадков: 5 - алымской свиты и ее аналогов (гор. Ш^b); 6 - покурской свиты и ее аналогов (гор. IY^a); 7 - ганькинской свиты и ее аналогов (гор. Y^b);
 в) положение поверхности отложений алымской свиты и ее аналогов (гор. Ш^b) на конец формирования осадков: 8 - покурской свиты и ее аналогов (гор. IY^a); 9 - ганькинской свиты и ее аналогов (гор. Y^b); 10 - положение поверхности отложений покурской свиты и ее аналогов (гор. IY^a) на конец формирования осадков ганькинской свиты и ее аналогов (гор. Y^b) - 10 признаков.

Следующим этапом решения задачи прогноза продуктивности локальных поднятий является выбор объектов обучения. Поскольку конечной целью прогноза является оценка продуктивности выявленных и подготовленных к бурению локальных структур, решаемая задача сводится к задаче распознавания образов [1,13].

Для обучающей выборки взяты все открытые месторождения и разбуренные "пустые" структуры, расположенные на исследуемой территории. В качестве объектов прогноза выбраны выявленные и подготовленные сейсморазведкой к бурению локальные поднятия (табл. I). Математическая обработка геологической информации осуществлялась посредством двух алгоритмов: "Каскад-II" и "Н.Д.Н.Ф."

§ 2. Описание алгоритмов

2.1. Алгоритм "Каскад-II"

Этот алгоритм подробно описан в работе [2], поэтому при изложении мы ограничились указанием его основных особенностей и принятых обозначений.

Заданы объекты обучения S_1, \dots, S_m , разбитые на 2 класса: K_1, K_2 . Из их описаний признаками x_1, \dots, x_n составлена таблица (матрица): $T = (t_{ij})_{m \times n}$. В этой таблице строки соответствуют объектам, признаки — столбцам. Кроме того, задан целевой признак x_{n+1} , равный 1 на объектах I класса и нулю — на объектах II класса.

В основе алгоритма лежит итерационный процесс вычисления информационных весов признаков Q_j и получаемых по ним весов объектов:

$$J(S_i) = \sum_{Q_j > 0} t_{ij} |Q_j| + \sum_{Q_j < 0} (1 - t_{ij}) |Q_j|$$

В ходе итерационного процесса происходит пересчет величин Q_j с целью увеличения расстояния между классами, где

$$\rho = \min_{S \in K_1} J(S) - \max_{S \in K_2} J(S),$$

и нахождения информативной системы признаков. Удаление неинформативных признаков производится сравнением $|Q_j|$ с заданным порогом $\beta > 0$. Абсолютное значение Q_j оценивает вклад j -го признака в разделение классов, а знак указывает на характер корреляции x_j и x_{n+1} . Прямой корреляции соответствует знак "+", обратной — "-". Для распознавания пробы S по вычисленным Q_j

находим $J(S)$ и производим отнесение по правилу:

при $\max_{S \in K_1} J(S) \geq J(S) \geq \min_{S \in K_1} J(S)$ проба S относится к I классу;

при $\max_{S \in K_2} J(S) \leq J(S) \leq \min_{S \in K_2} J(S)$ проба S относится ко II классу;

в остальных случаях S не распознается.

2.2. Описание метода "Т-свойства".

В последние годы нашел широкое применение комбинаторно-логический подход к обработке геологической информации [4-9,13]. В частности, разработан целый ряд алгоритмов распознавания, успешно применяющихся для решения задач прогнозно-поискового профиля [7-9].

Основное достоинство алгоритмов комбинаторно-логического подхода заключается в том, что наряду с использованием информации по отдельным признакам проводится целенаправленный поиск и использование их сочетаний, содержащих полезную информацию о разделении классов эталонных объектов. Это особенно важно в тех случаях, когда каждый из используемых признаков по отдельности не дает достаточно ясной картины о разделении объектов по классам. В такой ситуации сравнения испытуемого объекта (пробы) с эталонами не по отдельным признакам, а по их информативным сочетаниям зачастую позволяет более отчетливо выявить его сходство с одним из эталонных классов. А это, в конечном итоге, делает распознавание более надежным.

Распознающие алгоритмы комбинаторно-логического подхода предназначены, в основном, для работы с бинарными признаками. Но они применяются и тогда, когда объекты охарактеризованы разнотипными признаками. Для этого информация об объектах приводится к бинарному виду кодированием или заданием порогов различимости. Такое преобразование либо связано с риском потери полезной информации, либо является достаточно трудоемким. Поэтому представляется более целесообразным использовать алгоритмы, сохраняющие основные особенности данного подхода, но пригодные к работе с разнотипными признаками без преобразования. Таков алгоритм "Непрерывная Д.Н.Ф." [12], в котором применяется математический аппарат непрерывных д.н.ф. и понятие Т-свойства [10, II].

Алгоритм "Непрерывная д.н.ф." является частной реализацией метода Т-свойств. По сравнению с другими алгоритмами комбинаторно-логического подхода, алгоритмы метода Т-свойств, помимо вышеуказан-

ного,обладают следующими особенностями.

1. Алгоритмы предназначены для поиска и анализа закономерностей,присущих классам исследуемых объектов. Для распознавания пробы оценивается,насколько она отвечает закономерностям,обнаруженным у эталонных классов.

2. Найденные закономерности (особенно в случае бинарных и многозначных признаков) могут быть записаны в компактной форме, что удобно для их анализа и интерпретации.

3. По сравнению с другими алгоритмами комбинаторно-логического подхода (например, [9] и др.),найденные сочетания состоят,как правило,из меньшего числа признаков,а общее число таких сочетаний,используемых при распознавании,сравнительно невелико. Это дает возможность просмотреть и проинтерпретировать все найденные сочетания и существенно сокращает затраты машинного времени. Дадим краткое изложение алгоритма "Непрерывная Д.Н.Ф.",отсылая читателя для более подробного ознакомления с методом Т-свойств к работам [10-12].

Пусть переменные x_1, \dots, x_n пробегает множества M_1, \dots, M_n соответственно, где $M_j = [0,1]$ либо $M_j = E_{k_j} = \{0, \frac{1}{k_j}, \dots, \frac{k_j-1}{k_j}, 1\}$, $k = 1, 2, 3, \dots$, либо $M_j = E_{k_j} = \{0, 1, \dots, k_j-1\}$. Множество индексов j , для которых $M_j = E_{k_j}$, обозначим J_2 . Оставшиеся j составляют множество J_1 , где $J_1 = J_1' \cup J_1''$. Обозначим $M = M_1 \times M_2 \times \dots \times M_n$.

Определение 1. Для $j \in J_2, x, \beta \in M_j$ положим $x^\beta = 1$ при $x = \beta$, $x^\beta = 0$ при $x \neq \beta$.

Определение 2. Для $a_1, \dots, a_k \in [0,1]$ положим

$$a_1 \vee a_2 \vee \dots \vee a_k = \max\{a_1, \dots, a_k\};$$

$$a_1 \wedge a_2 \wedge \dots \wedge a_k = \min\{a_1, \dots, a_k\};$$

Пусть $\mu_j(x)$, где $j \in J_1$, - непрерывные, монотонно невозрастающие функции, заданные на отрезке $[0,1]$, такие, что $\mu_j(1) = 0$, $\mu_j(0) = 1$.

Определение 3. Для $j \in J_1, \beta \in [0,1], t_j \in M_j$ положим $x_j^\beta = \mu_j(1 - \beta \cdot x_j)$. По аналогии с алгеброй логики выражение вида $x_{j_1}^{\beta_1} \wedge x_{j_2}^{\beta_2} \wedge \dots \wedge x_{j_k}^{\beta_k}$, где j_1, \dots, j_k попарно различны, назовем элементарной конъюнкцией, а выражение вида $\bigvee_{i=1}^r U_i$, где U_1, \dots, U_r - э.к., назовем непрерывной д.н.ф.

Пусть наборы $s_i = (t_{i1}, \dots, t_{in})$, входящие в M , образуют строки матрицы (таблицы) $T = (t_{ij})_{m \times n}$. Набору t столбцов

с номерами p, q, \dots, z и соответствующей подтаблице $T \stackrel{t}{\neq} T$ таблицы T сопоставим н.д.н.ф.

$$D_t = \bigwedge_{i=1}^m (x_p^{t_{ip}} \wedge x_q^{t_{iq}} \wedge \dots \wedge x_z^{t_{iz}})$$

Определение 4. Н.д.н.ф. D_t описывает Т-свойство (Т-С), если $D_t \neq I$ на M . Множество всех Т-С обозначим $\omega(T)$.

Определение 5. $D_t \in \omega(T)$ называется тупиковой, если не существует $x_1, \dots, x_n \in \omega(T)$, таких, что $\bigwedge_{j=1}^n x_j = D_t$. Отвечающий D_t набор t также называется тупиковым. Множество всех тупиковых наборов обозначим $\tau(T)$.

Определение 6. $t \in \tau(T)$ называется эффективным (относительно $T_2 \subseteq M$), если существует $s \in T_2$, такая, что $[\bigwedge_{t \in t} D_t'](s) > D_t(s)$. Множество всех эффективных наборов обозначим $\tau_3(T)$.

Т е о р е м а. [12]. Пусть $\mu_j = \mu$, $j = 1, \dots, n$. Тогда $\tau(T)$, $\tau_3(T)$ не зависит от выбора строго монотонной функции μ .

Пусть описания объектов обучения первого и второго классов признаками $x_1(s), \dots, x_n(s)$ сведены в таблицы $T_1 = (t_{ij}^1)_{m \times n}$ и $T_2 = (t_{ij}^2)_{m_2 \times n}$. Примем, что признаки x_j со шкалой наименований принимают значения на E_{k_j} , со шкалой порядка на F_{k_j} , со шкалой интервалов или шкалой отношений на $[0, 1]$. Можно показать, что такое ограничение в данном случае не существенно. Признакам $x_j(s)$ сопоставим переменные x_j , пробегающие M_j указанного выше вида. Для $j \in J_1, x_j, \sigma \in M$ зададим $\mu_j(x_j - \sigma)$ - меру сходства значений x_j и σ . Если нет априорной информации о выборе μ_j , принимаем $\mu_j(x) = 1 - x$.

При работе с геологической информацией множество M_j значений признаков не всегда имеют описанный выше вид. Однако исходные данные всегда можно привести к такому виду переименованием или перенормировкой переменных. Применительно к количественным данным такая перенормировка реализуется программой "Непрерывная н.д.н.ф.", поэтому ее можно не проводить вручную.

Как уже отмечено, величина $x_j^\sigma = \mu_j(|x_j - \sigma|)$ оценивает сходство между значениями x_j и σ . В случае, когда $j \in J_1$ и $\mu_j = 1 - x$, получаем $x_j^\sigma = 1 - |x_j - \sigma|$, т.е. единица минус расстояние между x_j и σ . При этом, если расстояние между x_j и σ равно 1, то $x_j^\sigma = 0$, если x_j и σ совпадают, то $x_j^\sigma = 1$. В остальных случаях x_j^σ принимает промежуточные значения.

Пусть описания проб сведены в таблицу $T_3 = (t_{ij}^3)_{m_3 \times n}$. Если $x_j^{t_{ij}^3}$ оценивает сходство между значениями t_{ij}^3 и x_j , то

элементарная конъюнкция $x_p^{t' i_p} \wedge \dots \wedge x_z^{t' i_z} = \text{min}(x_p^{t' i_p}, \dots, x_z^{t' i_z})$, вычисленная для объекта \mathcal{S} второго класса или пробы, оценивает сходство между эталоном \mathcal{S}^i и точкой \mathcal{S} по набору признаков x_p, \dots, x_z .

Количественным выражением этой оценки будет значение минимальной меры сходства по признакам, входящим в набор. Для набора $t \in \tau$ и \mathcal{S} указанного вида значение $D_t(\mathcal{S})$ совпадает с максимальной мерой сходства \mathcal{S} с объектами $\mathcal{S}_1, \dots, \mathcal{S}_{m_1}$, вычисленной по данному набору. При этом эффективность t в определенном смысле гарантирует полезность Т-свойства, изображаемого D_t , для диагностики, так как по крайней мере для одного объекта второго класса значение $D_t(\mathcal{S})$ меньше значения $D_{t'}(\mathcal{S})$ для любого поднабора $t' \subset t$. Тем самым приращение сложности используемого при распознавании Т-свойства оправдывается более контрастным разделением классов, т.к. для любого поднабора $t' \subset t$

$$\sum_{i=1}^{m_2} D_{t'}(\mathcal{S}_i^2) / m_2 - \sum_{i=1}^{m_2} D_t(\mathcal{S}_i^2) / m_2 > 0$$

Обозначим $\Psi_t(\mathcal{S}_i^2) = \text{min}_{t' \subset t} (D_{t'}(\mathcal{S}_i^2) - D_t(\mathcal{S}_i^2))$. Величины $\Delta_t = \sum_{i=1}^{m_2} D_t(\mathcal{S}_i^2) / m_2$, $\Psi_t = \text{max}_{i=1, \dots, m_2} \Psi_t(\mathcal{S}_i^2)$ используются в программе "Непрерывная д. н. ф." для выбора подсистемы эффективных наборов, наиболее контрастно разделяющих классы. Для этого задаются пороги Δ и Ψ , где $0 \leq \Delta < 1$, $0 < \Psi < 1$ и выбираются только те $t \in \tau_s(\mathcal{T})$, для которых $\Psi_t \geq \Psi$ и $\Delta_t \leq \Delta$. Пороги выбираются из практических соображений. Чем больше Ψ и меньше Δ , тем больше уверенность, что найденные наборы отвечают некоторым действительным закономерностям и тем более контрастно (в среднем) наборы различают классы.

При заданных Ψ , Δ отыскиваются сначала указанные наборы длины 1, затем длины 2, 3 и т.д. до тех пор, пока не будет получено удовлетворительное разделение классов. В результате получаем семейство наборов $\tau = \tau(\Psi, \Delta, \ell)$, зависящее от трех указанных параметров. Затем оценивается степень принадлежности $B^1(\mathcal{S})$ эталонов 2 класса и проб к первому:

$$B^1(\mathcal{S}) = \sum_{t \in \tau} D_t(\mathcal{S}) / |\tau|,$$

где $|\tau|$ - число наборов, входящих в τ . Далее первый и второй классы меняются местами и вычисляется аналогичная величина $B^2(\mathcal{S})$ для эталонов первого класса и проб. После чего проводится распознавание по одному из двух решающих правил.

1. Квадрат. Положим $b_1 = \max_{i=1, \dots, m_1} V^1(s_i^1)$, $b_2 = \max_{i=1, \dots, m_2} V^2(s_i^2)$, при $V^1(s) > b_1$ и $V^2(s) \leq b_2$ s относится к первому классу, при $V^1(s) \leq b_1$ и $V^2(s) > b_2$ s относится ко второму классу, в остальных случаях s не распознается (рис.1).

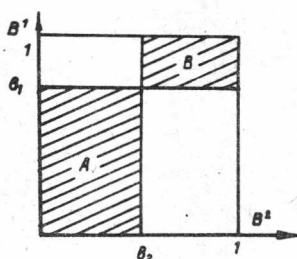


Рис.1

Заштрихованные прямоугольники на рис.1 – зоны отказа от распознавания. Причем зона "А" – зона удаленности от обоих классов, а зона "В", наоборот, зона близости к обоим классам,

2. Разность степеней принадлежности. Фиксируется порог h (обычно выбираемый из соображений оптимизации результата внешнего экзамена). После чего

при $V^1(s) - V^2(s) > h$ s относится к первому классу,

при $V^1(s) - V^2(s) < h$ s относится ко второму классу,

при $V^1(s) - V^2(s) = h$ s не распознается.

Как уже отмечалось, для проведения процедуры распознавания необходимо выбрать значения порогов Δ , ψ и предельное значение ℓ^{max} . Кроме того, не менее важной является задача минимизации исходной совокупности признаков с целью выбора информативной системы признаков [1,4,8]. Выбор Δ , ψ , ℓ^{max} и минимизация пространства признаков составляют этап обучения.

Опишем порядок проведения этапа обучения.

1. Вначале проводится обучение с опорным I классом (т.е. наборы отыскиваются по таблице T_I). При обучении отдается предпочтение более коротким наборам, как более удобным для интерпретации. Произвольно задается верхняя граница длины наборов, например, $\ell^{max} = 3$. Если среди наборов такой или меньшей длины не

найдется достаточного числа подходящих наборов, обеспечивающих разделение классов, то ℓ^{max} увеличиваем.

При выборе Δ и ψ преследуется цель – выбрать компактную совокупность наборов, достаточно контрастно разделяющих классы (контролируется заданием Δ) и достаточно эффективных, т.е. таких, которые гораздо лучше отличают объекты второго класса от объектов первого, чем их поднаборы (контролируется заданием ψ). Напомним, что наборы, отвечающие закономерностям (Т-свойствам) I класса, отыскиваются по таблице T_1 и проверяются на разделимость классов по таблице T_2 .

Критерием качества выбранной системы наборов является не только величина растяжки классов $\rho = 1 - \max_{i=1, \dots, m_2} B'(J^2_i)$, но и содержательная интерпретация построенной системы наборов на предмет содержания информации, достаточной для разделения классов.

2. Затем то же самое делается на случай, когда опорным является второй класс. Минимизация признакового пространства заключается в том, что удаляются признаки, не вошедшие в построенные наборы. Следует подчеркнуть, что процедура минимизации проводится отдельно для каждого из классов.

§ 3. Алгоритмическая обработка информации

3.1. Формулировка и схема решения задачи.

Задача формулируется следующим образом: на основе сравнительного изучения месторождений и структур, выведенных из бурения с отрицательным результатом, описанных в пространстве структурно-тектонических признаков, выбрать информативную систему признаков (ИСП), позволяющую отчетливо (на этом материале) разделять объекты обучения; на основе выбранной ИСП произвести разработку неразбуренных структур (объектов-проб) на перспективные и неперспективные. Оценивать ожидаемые запасы, стратиграфические уровни концентрации и качество углеводородов не требуется. Решение задачи проводилось по следующей блок-схеме:

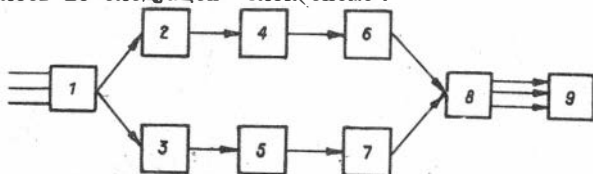


Рис.2. Блок-схема решения задачи

Исходная информационная таблица

Таблица I.

№ п/п	Название объектов	№ группы объектов	I					II				
			I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Нагорнинская		6	2,3	4,5	7	4	0	7	9	II	8
2	Бичинская		4	6	0	0	4	6	7,5	0	0	4
3	Аксёновская		6	5	6	6	0	8	20	14,5	8	0
4	Листвягинская		6	2	3	6	2	8	3	4,5	II	7
5	Тевризская		6	6	2	2	7,5	15	15,2	2,5	3,5	18,5
6	Цыраховская		2	3,5	0	23	II	5	0	3,5	0	5,5
7	Натальинская		9	10	2,5	2,5	1,5	16	23	4	4	4
8	Смоленская		5	6	0	2	2,5	10	31	0	5	5
9	Болотная		0	2,5	0	0	0	0	8	0	0	0
10	Тайтмынская		9	14	12,5	7,5	14,5	20	20	17,5	10,5	15,5
II	Угловская		2	II	3	2,5	0	4	3,5	4,5	5,5	0
12	Нововасильевская		4	3	0	3	3,5	8	6	0	8,5	4,5
13	Ю-Демьянская		4	6	16	4	2,5	12	15	23	6,5	4,5
14	Туйская		5	5	6	0	0	7	18	19,5	0	0
15	Верхне-Демьянская		4	3	3	0	0	7	4	4	0	0
16	Когитская		5	2	4	8	8	16	6	9,5	14,5	10
17	Кулайская		4	10	8,5	4	15	10	15	10	5	22
18	В-Когитская		3	3	0	0	0	4	10	0	0	0
19	Ягыл-Яхская		2	5	0	0	0	6	6	0	0	0
20	Малиновская		0	7	0	0	0	0	12	0	0	0
21	Э-Безьямная		6	8	0	0	0	12	11	0	0	0
22	В-Безьямная		4	6	0	8,5	0	8	13	0	10	0
23	Э-Крковская		3	7	3,5	2,5	0	5	7	5	5	0
24	Крковская		6	6	5	3,5	0	18	19	9,5	8	0
25	Чесурлинская		2	4	3	0	4	3	5	5	0	7,5
26	Ю-Чебурлинская		3	8	0	0	3	5	16	0	0	6
27	Тарбажинская		5	7	4,5	4	0	6	10	7,5	8,5	0
28	Елисинская		2	5	3	0	8	6	11	3,5	0	10
29	Украинская		6	2	3	0	1,5	10	10	5,5	0	3
30	Ю-Украинская		0	5	0	0	0	0	10	0	0	С
31	Январская		5	2	1,5	7	2	11	3	4	10	4
32	Чебакинская		2	2	7,5	3	4	6	5	7,5	7	8,5
33	Аевская		6	4	0	5,5	3	10	5	0	11	3
34	Завьяловская		5	5	15	5	6	15	12	20	12,5	12
35	В-Кучуковская		0	5	0	0	0	0	11	0	0	0
36	Атирская		4	2,5	0	0	0	6	5	0	0	0
37	Ивановская		7	5	9	6,5	3,3	11	10	16,3	1,3	5
38	Баженовская		8	7	0	6,5	6,5	11	10	0	8	12

Таблица I (продолжение I)

	II					IY					Y				
	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25
1	I,5	3,04	2	I,57	2	54	16,1	40,5	77	32	2,1	2,05	I,425	0,81	0,55
2	I,5	I,25	0	0	I	24	45	0	0	16	2,55	2,37	I,5	0,84	0,57
3	I,33	4	2,42	I,3	0	48	100	87	48	0	2,25	2,125	I,335	0,79	0,55
4	I,33	I,5	I,5	I,8	3,5	48	6	I3,5	66	I4	2,25	2,225	I,365	0,79	0,53
5	2,5	2,17	I,25	I,75	2,47	90	0,64	5	7	I39	2,35	2,275	I,396	0,77	0,53
6	I,43	0	I,52	0	0	22	I7,5	0	8,05	0	2,45	2,275	I,425	0,79	0,56
7	I,78	2,3	I,6	I,6	2,7	I44	230	10	10	6	2,65	2,325	I,485	0,81	0,55
8	2	5,17	0	2,5	2	50	I86	0	10	I2,5	2,65	2,325	I,53	0,79	0,53
9	0	3,2	0	0	0	0	20	0	0	0	2,8	2,4	I,545	0,77	0,56
10	2,22	I,43	I,4	I,4	I,07	I80	280	219	78,75	225	2,652	2,375	I,485	0,75	0,51
11	2	3,18	I,5	2,2	0	8	385	I3,5	I3,75	0	2,65	2,425	I,545	0,75	0,56
12	2	2	0	2,8	I,29	32	I8	0	25,5	I5,75	2,45	2,325	I,5	0,73	0,49
13	3	2,5	I,44	I,6	I,8	48	30	368	26	II,25	2,35	2,275	I,425	0,69	0,51
14	I4	3,6	3,25	0	0	35	30	II7	0	0	2,35	2,3	I,425	0,72	0,52
15	I,75	I,33	I,3	0	0	28	I2	I2	0	0	2,65	2,475	I,545	0,76	0,52
16	3,2	3	2,38	I,8	I,25	80	I2	38	II6	80	2,3	2,275	I,365	0,67	0,47
17	2,5	I,5	I,18	I,25	I,47	40	I50	85	20	330	2,35	2,25	I,365	0,65	0,46
18	I,33	3,33	0	0	0	I2	30	0	0	0	2,45	2,275	I,5	0,68	0,5
19	3	I,2	0	0	0	I2	30	0	0	0	2,35	2,3	I,5	0,68	0,46
20	0	I,71	0	0	0	0	84	0	0	0	2,0	I,925	I,35	0,78	0,52
21	2	I,38	0	0	0	72	88	0	0	0	2,05	2,025	I,35	0,8	0,52
22	2	2,17	0	I,18	0	32	78	0	85	0	I,8	I,9	I,35	0,85	0,52
23	I,67	I	I,43	2	0	15	49	I7,5	I2,5	0	2,15	2,125	I,305	0,75	0,54
24	3	3,17	I,9	2,29	0	I08	II4	47,5	28	0	2,05	2,075	I,305	0,75	0,54
25	I,5	I,25	I,67	0	I,88	6	20	I5	0	30	I,95	2	I,305	0,76	0,52
26	I,67	2	0	0	2	15	I08	0	0	I8	I,95	I,985	I,35	0,76	0,49
27	I,2	I,43	I,67	2,13	0	30	70	34	34	0	I,95	I,95	I,305	0,73	0,48
28	3	2,2	I,17	0	I,25	I2	55	I0,5	0	80	I,85	I,875	I,275	0,76	0,45
29	I,67	5	I,83	0	2	60	20	I6,5	0	4,5	2,25	2,175	I,365	0,78	0,51
30	0	2	0	0	0	0	50	0	0	0	2,4	2,2	I,425	0,8	0,54
31	2,2	I,5	2,67	I,43	2	55	6	6	70	8	2,55	2,325	I,395	0,79	0,51
32	3	2,5	I	2,33	2,13	I2	10	56,3	27	34	2,55	2,325	I,395	0,75	0,51
33	I,67	I,25	0	2	I	60	20	0	60,5	9	2,55	2,325	I,5	0,75	0,51
34	3	2,4	I,33	2,5	2	75	60	300	62,5	72	2,45	2,3	I,395	0,75	0,51
35	0	2,2	0	0	0	0	55	0	0	0	2,9	2,525	I,56	0,8	0,56
36	I,5	2	0	0	0	24	I2,5	0	0	0	2,65	2,375	I,59	0,76	0,54
37	I,57	2	I,83	2	I,52	77	50	I49	84,5	I6,5	2,55	2,325	I,485	0,73	0,51
38	I,38	I,43	0	I,23	I,85	88	70	0	52	78	2,7	2,375	I,56	0,75	0,51

Таблица I (продолжение 2)

	УГ					УП					УШ				
	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
I	2,2	2,15	1,44	0,82	0,56	10	10	1,5	I	I	19	62	3,7	1,3	3,1
2	2,6	2,45	1,5	0,84	0,58	5	8	0	0	I	21	18	0	0	6,3
3	2,3	2,15	1,38	0,8	0,56	75	2,5	4,5	I	I	153	3	5,2I	2I	0
4	2,3	2,25	1,38	0,8	0,54	75	2,5	1,5	I	I	156	4,2	II,I	1,5	7,1
5	2,5	2,35	1,41	0,78	0,54	15	7,5	1,5	I	I	17	7	30	14,3	0,7
6	2,5	2,3	1,425	0,8	0,56	5	2,5	0	I	0	23	14	0	12,4	0
7	2,7	2,5	1,5	0,82	0,56	5	17,5	1,5	I	I	3	8	15	10	17
8	2,8	2,5	1,53	0,8	0,54	15	17,5	0	I	I	30	9	0	10	8
9	2,8	2,45	1,545	0,78	0,56	0	5	0	I	0	0	25	0	0	0
10	2,8	2,45	1,5	0,76	0,54	15	7,5	0	I	3	8	3	0	1,3	1,3
II	2,7	2,5	1,56	0,76	0,56	5	7,5	1,5	I	0	63	2	II,I	7,3	0
12	2,6	2,35	1,5	0,74	0,5	15	2,5	0	I	I	47	14	0	3,9	6,3
13	2,5	2,35	1,44	0,7	0,52	15	7,5	1,5	I	I	31	8	0,4	3,8	8,9
14	2,4	2,4	1,44	0,72	0,52	5	10	1,5	0	0	14	II	1,3	0	0
15	2,8	2,55	1,56	0,76	0,52	15	7,5	1,5	0	0	54	63	12,5	0	0
16	2,5	2,3	1,44	0,68	0,48	20	2,5	7,5	I	I	25	21	19,7	0,9	0,3
17	2,4	2,35	1,44	0,66	0,46	5	10	7,5	I	0	13	7	8,8	5	0
18	2,5	2,35	1,5	0,68	0,5	5	7,5	0	0	0	42	25	0	0	0
19	2,4	2,35	1,5	0,68	0,46	5	5	0	0	0	42	17	0	0	0
20	2	1,95	1,35	0,78	0,52	0	2,5	0	0	0	0	3	0	0	0
21	2,1	2,1	1,35	0,8	0,52	5	7,5	0	0	0	7	9	0	0	0
22	2	2,05	1,35	0,86	0,52	20	15	0	I	0	63	19	0	1,2	0
23	2,2	2,2	1,35	0,76	0,54	5	7,5	4,5	I	0	33	15	25,7	8	0
24	2,2	2,2	1,35	0,76	0,54	15	12,5	4,5	I	0	14	II	9,5	3,6	0
25	2	2,05	1,32	0,76	0,52	5	5	1,5	0	0	83	25	10	0	0
26	2	2,05	1,35	0,76	0,5	5	7	0	0	I	33	6	0	0	5,6
27	2	2,05	1,32	0,74	0,48	5	10	1,5	I	0	17	14	4,4	2,9	0
28	1,9	1,95	1,29	0,76	0,46	5	7,5	1,5	0	I	42	14	14,3	0	1,3
29	2,4	2,2	1,38	0,78	0,52	15	2,5	1,5	0	I	25	12,5	9,1	0	22,2
30	2,4	2,3	1,425	0,8	0,54	0	10	0	0	0	0	20	0	0	0
31	2,6	2,35	1,41	0,8	0,52	5	2,5	1,5	I	I	7	42	25	1,4	12,5
32	2,6	2,35	1,41	0,76	0,52	5	2,5	1,5	I	I	42	25	2,7	4,8	2,9
33	2,6	2,35	1,5	0,76	0,52	5	2,5	0	I	I	8	13	0	1,7	II,I
34	2,6	2,4	1,44	0,76	0,52	15	10	4,5	I	I	20	17	1,5	1,6	1,4
35	2,9	2,55	1,56	0,8	0,56	0	2,5	0	0	0	0	5	0	0	0
36	2,7	2,4	1,59	0,76	0,54	5	2,5	0	0	0	21	20	0	0	0
37	2,7	2,4	1,5	0,74	0,52	15	7,5	1,5	I	I	19	15	I	1,2	6,1
38	2,8	2,5	1,56	0,76	0,52	10	12,5	0	I	I	II	18	0	1,9	1,3

Таблица I (продолжение 3)

	IX					X				
	41	42	43	44	45	46	47	48	49Б	50
1	5	76	I38	I64	7I	I33	I59	62	88	26
2	15	II0	I56	202	95	I6I	I87	66	92	26
3	15	92	I50	I74	77	I35	I59	58	82	24
4	5	92	I50	I76	87	I45	I7I	58	84	26
5	15	109	I72	I96	94	I57	I8I	63	87	24
6	20	I07,5	I70	I94	87,5	I50	I74	62,5	86,5	24
7	20	I20	I88	2I4	100	I68	I94	68	94	26
8	30	I27	200	226	97	I70	I96	73	99	26
9	35	I25,3	202	224	90,5	I67	I86	76	98,5	22
10	35	I30	204	226	95	I69	I9I	74	96	22
11	20	II4	I94	2I4	94	I74	I94	80	100	20
12	25	II0	I86	210	85	I6I	I85	76	100	24
13	15	106	I80	I98	9I	I65	I83	74	92	18
14	0	96	I68	188	96	I68	I88	72	92	20
15	2,5	I24	204	228	99	I79	203	80	104	24
16	20	106	I82	202	86	I62	I82	76	96	20
17	5	96	I74	I94	9I	I69	I89	78	98	20
18	15	100	I82	200	85	I67	I85	82	100	18
19	5	90	I72	I94	85	I67	I89	82	104	20
20	5	65	I22	I48	60	I17	I43	57	83	26
21	0	75	I30	I58	75	I30	I58	55	83	28
22	-5	65	II4	I48	70	II9	I53	49	83	34
23	0	85	I44	I66	85	I44	I66	59	81	22
24	0	85	I44	I66	85	I44	I66	59	81	22
25	-5	68	I24	I48	73	I29	I53	56	80	24
26	-5	65	I24	I50	70	I29	I55	59	85	2I
27	-5	68	I26	I52	73	I3I	I57	58	84	26
28	-5	6I	II4	I44	69	II9	I49	53	83	30
29	20	102	I62	188	82	I42	I68	60	86	26
30	10	97,5	I60	186	87,5	I50	I76	62,5	88,5	26
31	25	II9	I80	208	94	I55	I83	61	89	28
32	25	II9	I84	208	94	I59	I83	65	89	24
33	25	II0	I84	208	85	I59	I83	74	98	24
34	20	II6	I84	208	96	I64	I88	68	92	24
35	35	I34	210	234	99	I75	I99	76	100	24
36	30	III	I94	216	8I	I64	I86	83	105	22
37	30	I20	I96	218	90	I66	I88	76	98	22
38	30	I24	204	228	94	I74	I98	80	104	24

Таблица I (продолжение 4)

№ пп	Название объектов	№ групп	№ при- знаков	I					II				
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	Литковская	I2		8	5	0	0	0	15	I3	5	0	0
40	З-литковская	I2		3	0	0	0	0	15	II	0	0	0
41	Айсазская	6	IO	5	0	0	0	0	IO	25	7,5	0	0
42	Баклянская	4	6	9,5	2,5	II			14	18,5	5,5	4,5	2,75
43	Ложниковская	2	IO	1,5	1,5	4			4	15	2,5	2	6,5
44	Азановская	3	5	0	0	0	0	0	I3	7	0	0	0
45	Коготовская	0	8	0	4	0	0	0	0	IO	0	7,5	0
46	Ошская	3	3	5	2	3			4	7	9	5	5
47	Новологиновская	I3	I2	12,5	I2	I2,5			15	I3	15	I6	I7,5
48	Калачевская	7	7	4,5	0	10,5			8	8	5	0	I4,5
49	Муромцевская	6	I3	IO	0	7			I4	20	18	0	I7
50	Ново-Карасукская	4	6	4,5	5	9			9	IO	10,5	I2,5	I6,5
51	Кабырдакская	5	5	2	0	0			I2	I4	2,5	0	0
52	Тикалинская	4	4	IO	2,5	0			I4	15	20,5	6,5	0
53	Семюзерная	5	6	6	I4	6			II	7	I2	I7,5	I3
54	З-Большеречинская	4	3	0	0	0			IO	IO	0	0	0
55	Большереченская	2,5	6	0	3	0			4,5	II	0	6,5	0
56	Михайловская	2	4	3,7	5	0			3	8	8	8	0
57	Преображенская	2	8	0	6,5	2,5			6	II	0	I2	4,5
58	Новопокровская	IO	8	3,5	2,5	0			IO	II	5,5	2,5	0
59	Боголюбовская	3,5	0	I3	0	6			7	0	33,5	0	II
60	Львинская	3	2	5	3,5	4			I3	6	6	I3	18,5
61	Камышовская	3	2	0	0	2			5	6	0	0	3
62	Марьяшовская	3	2	0	2	0			3	3	0	3	0
63	Андреевская	0	I	2	2	5,5			0	2	3,5	5	9,5
64	Багдамовская	0	4	4	3	3			0	8	5	6,5	23
65	Георгиевская	3	3	9	5	I3			6,5	7	9	IO	22,5
66	Федосеевская	I2	IO	2	I2	3			18	25	7	23,5	9,5
67	Нижне-Омская	4	4	5,5	4	2,5			6,5	8	9	I3	3,5
68	Усть-Таркская	2	I,5	7	3	3			4	2,5	19	6	6
69	Татарская	4	3,5	9	0	8,5			7	6,5	16	0	20,5
70	Орловская	7	3	3,5	0	0			8	7	6,5	0	0
71	Бочкаревская	15	IO	9	0	0			16	14	15	0	0
72	Камышинская	4,5	5,5	I4	0	0			9	6	2I	0	0
73	Сергеевская	IO	4	0	2,5	0			IO	7	0	IO	0
74	Пахомовская	5	3,5	2,5	0	0			7,5	5,5	2,5	0	0
75	Воробьевская	I3	6	II	0	0			22	17	25	0	0
76	Дубровинская	7	6	6,5	0	0			16	16	I3	0	0

Таблица I (продолжение 5)

	III					IV					V				
	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	I0	2I	22	23	24	25
39	1,25	1,63	I	0	0	I80	I04	25	0	0	2,45	2,425	I,485	0,7	0,48
40	1,25	3,67	0	0	0	I80	33	0	0	0	2,45	2,475	I,56	0,72	0,48
41	1,67	2,5	I,5	0	0	60	250	37,5	0	0	2,95	2,625	I,545	0,72	0,48
42	2,75	2,33	I,95	I,57	I,8	44	84	I76	I9,3	II,3	2,75	2,475	I,485	0,69	0,45
43	2	I,5	I,67	I,33	I,63	8	I50	3,75	3	26	2,85	2,55	I,5I5	0,77	0,53
44	4,33	I,4	0	0	0	39	35	0	0	0	2,25	2,15	I,4I	0,78	0,49
45	0	I,25	0	I,88	0	0	80	0	30	0	2,68	2,4	I,5	0,77	0,52
46	I,33	2,33	I,8	2,5	I,67	I2	2I	45	10	I5	2,6	2,425	I,485	0,75	0,49
47	I,15	I,15	I,08	I,2	I,4	I95	I56	I88	I92	2I9	2,752	2,475	I,545	0,77	0,49
48	I,14	I,14	I,14	I,1	I,38	56	56	22,5	0	I52	2,85	2,525	I,545	0,78	0,49
49	2,33	I,54	I,8	0	2,43	84	260	I80	0	II9	2,75	2,475	I,545	0,78	0,47
50	2,25	1,67	2,33	2,5	I,83	36	60	97,3	62,5	I49	2,15	2,075	I,305	0,79	0,45
51	2,4	2,8	I,25	0	0	60	70	5	0	0	2,3	2,175	I,335	0,82	0,46
52	3,5	3,75	2,05	2,6	0	56	60	205	I6,3	0	2,25	2,175	I,335	0,79	0,44
53	2,2	I,17	2	I,25	2,17	55	42	72	245	78	2,05	2,05	I,275	0,77	0,41
54	2,5	3,33	0	0	0	40	30	0	0	0	2,55	2,425	I,53	0,88	0,48
55	I,8	I,83	0	2,17	0	II,3	66	0	I9,5	0	2,55	2,425	I,53	0,85	0,48
56	I,5	2	2,16	I,6	0	6	32	28,6	40	0	2,55	2,225	I,455	0,85	0,46
57	3	I,38	0	I,85	I,8	I2	88	0	78	II,3	2,45	2,225	I,455	0,83	0,43
58	I	I,38	I,57	I	0	100	88	I9,3	6,3	0	2,45	2,225	I,455	0,87	0,46
59	2	0	2,58	0	I,8	24,5	0	436	0	66	2,35	2,15	I,305	0,84	0,43
60	4,33	3	I,2	3,7	4,63	39	I2	30	45,5	74	2,35	2,075	I,335	0,81	0,43
61	I,67	3	0	0	0	I5	I2	0	0	0	2,45	2,275	I,38	0,86	0,44
62	I	I,5	0	I,5	0	9	6	0	6	0	2,35	2,025	I,29	0,77	0,44
63	0	2	I,75	2,5	I,73	0	2	7	10	52,3	2,6	2,275	I,453	0,89	0,47
64	0	2	I,2	2,17	7,67	0	32	20	I9,5	69	2,6	2,275	I,395	0,89	0,49
65	2,17	2,3	I	2	I,73	I9,5	2I	8I	50	293	2,25	2,2	I,365	0,85	0,43
66	I,5	2,5	3,5	I,96	3,17	2I6	250	I4	282	28,5	2,45	2,325	I,425	0,93	0,49
67	I,625	2	I,64	3,25	I,4	26	32	49,5	52	8,8	2,2	2,15	I,395	0,89	0,51
68	2	I,66	2,7I	2	2	8	3,8	I33	I8	I8	2,85	2,475	I,485	0,89	0,47
69	I,75	I,86	I,8	0	2,4I	28	23	I44	0	I74	2,65	2,325	I,425	0,88	0,47
70	I,14	2,3	2,14	0	0	56	2I	26	0	0	2,95	2,575	I,575	0,74	0,42
71	I,06	I,4	I,7	0	0	240	I40	I35	0	0	2,65	2,425	I,485	0,66	0,36
72	2	I,09	I,5	0	0	40,5	33	294	0	0	2,65	2,375	I,425	0,66	0,36
73	I	I,75	0	4	0	100	28	0	25	0	2,7	2,475	I,56	0,77	0,46
74	I,5	I,57	I	0	0	37,5	I9	6,3	0	0	2,75	2,575	I,485	0,7	0,38
75	I,69	2,83	2,27	0	0	286	I02	275	0	0	2,65	2,425	I,515	0,75	0,42
76	2,28	2,66	2	0	0	II2	96	85	0	0	2,75	2,425	I,485	0,84	0,5

Таблица I (продолжение 6)

	УІ					УЦ					УШ				
	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
39	2,8	2,5	1,5	0,7	0,48	35	7,5	1,5	0	0	19	7	6	0	0
40	2,8	2,5	1,56	0,72	0,48	35	2,5	0	0	0	19	8	0	0	0
41	3,0	2,7	1,56	0,72	0,48	5	7,5	1,5	0	0	8	3	4	0	0
42	2,8	2,55	1,56	0,7	0,46	5	7,5	7,5	I	I	11	9	4,3	5,2	8,9
43	2,9	2,6	1,53	0,78	0,54	5	5	1,5	I	I	63	3	40	33,3	3,8
44	2,3	2,2	1,41	0,78	0,5	75	5	0	0	I	192	14	0	0	0
45	2,8	2,45	1,5	0,78	0,52	0	5	0	I	0	0	6	0	3,3	0
46	2,7	2,45	1,5	0,76	0,5	10	2,5	1,5	I	I	83	12	3,3	10	6,7
47	2,9	2,55	0,78	0,5	15	15	2,5	1,5	I	I	8	2	0,8	0,5	0,5
48	3,0	2,6	1,56	0,78	0,5	15	7,5	1,5	0	I	27	13	6,7	0	0,7
49	3,0	2,6	1,56	0,78	0,48	25	12,5	1,5	0	I	30	5	0,8	0	0,8
50	2,2	2,15	1,32	0,8	0,46	5	7,5	1,5	I	I	14	13	3,2	1,6	0,7
51	2,4	2,25	1,35	0,82	0,46	10	7,5	1,5	0	0	17	11	30	0	0
52	2,3	2,25	1,35	0,8	0,44	5	7,5	1,5	I	0	9	13	0,7	6,2	0
53	2,1	2,1	1,29	0,8	0,42	5	5	1,5	I	I	9	12	2	0,4	0
54	2,6	2,45	1,53	0,88	0,48	5	2,5	0	0	0	13	8	0	0	0
55	2,6	2,5	1,53	0,86	0,48	5	7,5	0	I	0	44	11	0	5	0
56	2,6	2,3	1,47	0,86	0,46	5	7,5	1,5	I	0	83	23	5,1	2,5	0
57	2,5	2,25	1,455	0,86	0,44	5	2,5	0	3	I	42	3	0	3,8	8,9
58	2,5	2,3	1,47	0,88	0,46	5	7,5	1,5	I	0	5	9	7,8	16	0
59	2,4	2,15	1,32	0,84	0,44	5	0	1,5	0	I	20	0	0,3	0	2
60	2,4	2,1	1,35	0,82	0,44	5	2,5	1,5	I	I	13	21	5	2,1	1,4
61	2,5	2,3	1,36	0,86	0,44	5	2,5	0	0	0	33	21	0	0	0
62	2,4	2,05	1,29	0,78	0,44	5	2,5	0	I	0	56	42	0	16,7	0
63	2,6	2,3	1,47	0,9	0,48	0	2,5	1,5	I	I	0	125	21,4	10	1,9
64	2,6	2,3	1,41	0,9	0,5	0	2,5	2	I	I	0	7,8	10	5	I
65	2,3	2,25	1,41	0,88	0,48	5	5	2	3	5	25,6	23,8	2	6	2
66	2,6	2,4	1,44	0,94	0,5	15	7,5	2	I	I	6,9	3	14,3	0,4	4
67	2,3	2,2	1,44	0,90	0,52	10	5	5	I	I	38,4	15,6	10,6	2	0
68	2,9	2,5	1,53	0,9	0,48	5	2,5	5	I	I	62,5	66	4	6	6
69	2,7	2,35	1,47	0,88	0,5	5	2,5	5	0	3	17,8	11	3,5	0	2
70	3,0	2,6	1,59	0,74	0,42	5	2,5	2	0	0	8,9	11,9	7,6	0	0
71	2,8	2,5	1,5	0,66	0,36	15	7,5	2	0	0	6,3	5,4	1,5	0	0
72	2,7	2,45	1,47	0,66	0,36	5	12,5	5	0	0	11	37,9	1,7	0	0
73	2,9	2,55	1,56	0,78	0,46	20	7,5	0	I	0	20	27	0	4	0
74	2,8	2,6	1,5	0,7	0,38	5	2,5	2	0	0	13,3	12,9	32	0	0
75	2,8	2,45	1,53	0,75	0,42	15	2,5	2	0	0	5,2	2,9	0,7	0	0
76	2,9	2,45	1,5	0,84	0,5	15	2,5	2	0	0	13,3	1,3	2,4	0	0

Таблица I (продолжение 7)

	IX					X				
	4I	42	43	44	45	46	47	48	49	50
39	30	I30	2I0	232	I00	I80	202	80	I02	22
40	30	I24	208	232	94	I78	202	84	I08	24
4I	30	I44	228	252	II4	I98	222	84	I08	24
42	25	I24	2I0	234	99	I85	209	86	II0	24
43	30	I37	2I2	236	I07	I82	206	75	99	24
44	10	89	I52	I80	79	I42	I70	63	9I	28
45	35	I30	202	228	95	I67	I93	72	98	26
46	25	I20	I94	220	95	I69	I95	74	I00	26
47	35	I34	2I2	240	99	I77	207	78	I06	28
48	40	I44	222	250	I04	I82	210	78	I06	28
49	40	I44	222	252	I04	I82	212	78	I08	30
50	5	88	I40	I74	83	I35	I69	52	86	34
5I	I5	I05	I58	I94	90	I43	I79	53	89	36
52	5	95	I50	I86	90	I45	I8I	55	9I	36
53	0	8I	I30	I68	8I	I30	I68	49	87	38
54	I5	I07	I72	2I2	II2	I57	I97	65	I05	40
55	10	I07	I74	2I2	97	I64	202	67	I05	38
56	30	II3	I74	2I4	83	I44	I84	6I	IOI	40
57	25	I04,5	I64	206	79,5	I39	I8I	59,5	IOI,5	42
58	20	I03	I62	204	83	I42	I84	59	IOI	42
59	25	I08	I56	I96	83	I3I	I7I	48	88	40
60	30	I05	I58	I96	75	I28	I66	I53	9I	38
6I	20	II2	I64	266	92	I44	I86	52	94	42
62	35	III	I62	I96	76	I27	I6I	5I	85	34
63	30	II3	I70	2I2	83	I40	I82	57	99	42
64	30	79	I40	2I0	89	I40	I80	5I	9I	40
65	5	89	I42	I82	84	I37	I77	53	93	40
66	20	II6	I66	2I0	96	I45	I90	50	94	44
67	10	86	I40	I78	76	I30	I68	54	92	38
68	40	I37	200	242	97	I60	202	63	I05	42
69	35	I23	I82	220	88	I47	I85	59	97	38
70	40	I4I	226	258	IOI	I86	218	85	II7	32
7I	30	I30	2I4	244	IO0	I84	2I4	84	II4	30
72	25	I23	204	234	98	I79	209	8I	III	30
73	35	I34	2I2	244	99	I77	209	78	II0	32
74	20	I30	2I0	242	II0	I90	222	80	II2	32
75	35	I27	205	238	92	I70	203	78	III	33
76	45	I40	206	240	95	I6I	I95	66	I00	34

Таблица I (продолжение 8)

№ п/п	Название объектов	№ группы	I					II				
			№ приказов	I	2	3	4	5	6	7	8	9
77	Лебяжинская		3	8	7,5	0	0	12	12	20,5	0	0
78	Шипицинская		0	2	3,5	0	0	0	4	6,5	0	0
79	Красноводская		19	12	9	13	16	26	20	10,5	15	22,5
80	Тебисская		0	5	9,5	6	2,5	0	5,5	27	14	7
81	Чеховская		5	4	0	0	0	10	8,5	0	0	0
82	Верх-Чеховская		0	2,5	0	0	0	0	4	0	0	0
83	Пустоваловская		2	5	4	0	0	3	13	9	0	0
84	Братская		2	2	5,7	0	0	4	3,5	7,5	0	0
85	С-Межовская		4	4	2,5	0	7	10	11	4	0	24
86	Межовская		5	3	3	0	3	5	9	8,5	0	3
87	В-Межовская		3	2,5	2	0	0	10	5	3	0	0
88	Ургульская		3	3	0	0	0	5	8,5	0	0	0
89	Веселовская		4	6	0	0	0	6,5	16	0	0	0
90	Бергульская		4	6	7,5	0	0	8,5	11	12	0	0
91	Тартасская		6,5	10	9,5	0	0	14	21	26,5	0	0
92	Гавриловская		2	1,5	0	0	0	3	5	0	0	0
93	Витинская		2,5	4	2	0	2	3,5	7	4	0	3
94	Буйновская		0	5	4	0	7,5	0	12	6,5	0	18
95	Красногорская		3	3	7	0	0	8	4	17	0	0
96	Мало-Ичская		2	1,5	0	0	0	6	5	0	0	0
97	Заречная		2,5	2	3	0	0	3	5	8	0	0
98	Верх-Тарская		0	8	8,5	0	0	0	27	25	0	0
99	Таволгинская		3,5	6	5	0	0	5	10	9	0	0
100	Ракигинская		3	4,5	3	3	0	8	5	4,5	5	0
101	Тай-Дасская		0	2,5	0	3	0	0	4	0	9,5	0
102	Ичкалинская		0	4	0	0	0	0	4	0	0	0
103	Пограничная		2,5	4,5	4	0	0	7,5	14,5	12,5	0	0
104	З-Калгачская		5	3	0	0	0	12,5	9	0	0	0
105	Средне-Калгачская	10	9,5	0	3	0	0	13	15	0	7	0
106	Прибельнская		0	3	3,5	3	4	0	5,5	7	6	18
107	Ново-Торичкая		3,5	4,5	3,5	0	0	3,5	4,5	5,5	0	0
108	Тенисская		8	9	0	0	0	22	25	0	0	0
109	Капельская		0	5	0	0	0	0	17	0	0	0
110	Горбуновская		5	2	0	0	0	9	2,5	0	0	0
111	Константиновская		6	2	2	0	0	10	2,5	5	0	0
112	Елизаветинская		0	7	3	0	0	0	11	4,5	0	0
113	Н-Красновская		3	2,5	0	0	0	8	5,5	0	0	0
114	Ипатовская		9	8	0	8	10,5	10	12	0	10	16,5

Таблица I (продолжение 9)

	III					IV					V				
	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	I20	2I	22	23	24	25
77	I	1,5	2,73	0	0	9	96	I54	0	0	2,55	2,3	I,425	0,74	0,4
78	0	2	I,86	0	0	0	8	23	0	0	2,8	2,375	I,485	0,7	0,38
79	I,37	I,66	I,2I	I,15	I,4I	494	240	95	I95	360	2,5	2,375	I,485	0,79	0,4I
80	0	I,1	2,84	2,33	2,8	0	28	257	84	I8	2,4	2,175	I,365	0,7I	0,37
81	2	2,12	0	0	0	50	34	0	0	0	2,8	2,525	I,53	0,64	0,36
82	0	I,6	0	0	0	0	10	0	0	0	2,8	2,425	I,5	0,62	0,32
83	I,5	2,6	2,25	0	0	6	65	36	0	0	2,55	2,375	I,455	0,62	0,32
84	2	I,75	I,32	0	0	8	7	43	0	0	2,45	2,275	I,365	0,57	0,28
85	2,5	2,75	I,6	0	0	40	44	10	0	0	2,25	2,2	I,335	0,57	0,23
86	I	3	2,83	0	I	25	27	25,5	0	9	2,1	2,1	I,35	0,6	0,27
87	3,33	2	I,5	0	0	30	12,5	6	0	0	2,1	2,175	I,305	0,58	0,26
88	I,66	2,83	0	0	0	15	25,5	0	0	0	2,45	2,325	I,44	0,58	0,26
89	I,62	2,66	0	0	0	26	96	0	0	0	2,1	2,15	I,38	0,58	0,26
90	2,12	I,83	I,6	0	0	34	66	90	0	0	2,55	2,275	I,395	0,56	0,2
91	2,15	2,1	2,79	0	0	91	210	252	0	0	2,35	2,175	I,365	0,6	0,26
92	I,5	3,33	0	0	0	6	7,5	0	0	0	2,45	2,225	0,4I	0,56	0,3
93	I,4	I,75	2	0	I	8,75	28	8	0	6	2,55	2,275	I,365	0,54	0,25
94	0	2,4	I,63	0	2	0	60	26	0	I35	2,6	2,225	I,395	0,58	0,3
95	2,66	I,33	2,43	0	0	24	12	II9	0	0	2,4	2,275	I,425	0,68	0,36
96	3	3,33	3,33	0	0	I2	7,5	0	0	0	2,65	2,325	I,4I	0,54	0,2
97	I,2	2,5	2,7	0	0	7,5	10	24	0	0	2,65	2,375	I,335	0,56	0,24
98	0	3,38	2,94	0	0	0	216	213	0	0	2,65	2,275	I,365	0,52	0,16
99	I,43	I,66	I,8	0	0	17,5	60	45	0	0	2,5	2,275	I,365	0,5	0,14
100	2,66	I,II	I,5	I,7	0	24	22,5	I3,5	I5	0	2,5	2,275	I,335	0,47	0,26
101	0	I,6	0	3,17	0	0	10	0	28,5	0	2,65	2,275	I,38	0,47	0,14
102	0	I	0	0	0	0	16	0	0	0	2,75	2,325	I,4I	0,5	0,16
103	3	3,22	3,13	0	0	19	65,3	50	0	0	2,75	2,325	I,275	0,44	0,12
104	2,5	3	0	0	0	62,5	27	0	0	0	2,05	I,875	I,14	0,35	0,06
105	I,3	I,58	0	2,33	0	I30	143	0	2I	0	2,15	I,875	I,12	0,29	0,06
106	0	I,83	0	2	4	0	16,5	29,5	18	72	2,7	2,325	I,335	0,47	0,17
107	I	I	I,57	0	0	I2,3	20,3	19,3	0	0	2,45	2,175	I,305	0,53	0,24
108	2,75	2,77	0	0	0	I76	225	0	0	0	2,25	I,975	I,14	0,38	0,04
109	0	3,4	0	0	0	0	85	0	0	0	2,4	I,925	0,99	0,34	0,04
110	I,8	I,25	0	0	0	45	5	0	0	0	I,9	I,925	I,17	0,58	0,3
111	I,66	I,25	2,5	0	0	60	5	10	0	0	I,6	I,625	I,035	0,54	0,26
112	0	I,57	I,5	0	0	0	77	I3,5	0	0	2	I,7	I,035	0,5	0,2
113	I	2,2	0	0	0	64	14	0	0	0	I,7	I,675	I,125	0,55	0,28
114	I,1	I,5	0	I,25	0	90	96	0	80	173	0,875	0,875	0,96	0,51	0,27

Таблица I (продолжение ю)

	УI					УII					УIII				
	26	27	28	29	30	3I	32	33	34	35	36	37	38	39	40
77	2,6	2,35	1,44	0,74	0,4	5	5	2	0	0	55	5,2	1,3	0	0
78	2,8	2,4	1,5	0,7	0,38	0	2,5	2	0	0	0	34	0,1	0	0
79	2,6	2,5	1,5	0,82	0,44	10	12,5	2	2	3	2	5,2	2	2	I
80	2,4	2,2	1,38	0,74	0,38	0	2,5	2	3	I	0	0	0,8	4	6
81	2,9	2,55	1,53	0,64	0,36	10	2,5	0	0	0	20	7	0	0	0
82	2,8	2,45	1,5	0,62	0,32	0	2,5	0	0	0	0	25	0	0	0
83	2,6	2,45	1,47	0,62	0,32	5	7,5	2	0	0	83	12	6	0	0
84	2,5	2,3	1,38	0,57	0,28	5	2,8	2	0	0	63	36	5	0	0
85	2,3	2,25	1,35	0,57	0,24	5	5	2	0	I	13	11	20	0	0
86	2,2	2,2	1,35	0,6	0,28	10	10	0	0	I	40	33	0	0	II
87	2,2	2,2	1,32	0,58	0,26	10	2,5	2	0	0	33	20	0	0	0
88	2,5	2,35	1,44	0,58	0,26	5	2,5	0	0	0	33	10	0	0	0
89	2,3	2,25	1,38	0,58	0,26	20	10	0	0	0	77	10	0	0	0
90	2,6	2,3	1,41	0,56	0,2	5	2,5	2	0	0	15	4	2	0	0
91	2,5	2,25	1,41	0,6	0,26	15	7,5	5	0	0	16	4	0	0	0
92	2,5	2,25	1,41	0,56	0,3	5	2,5	0	0	0	83	33	0	0	0
93	2,6	2,3	1,38	0,54	0,26	5	2,5	2	0	I	57	9	25	0	I7
94	2,6	2,3	1,41	0,58	0,49	0	7,5	2	0	I9	0	I3	8	0	I4
95	2,5	2,3	1,44	0,68	0,36	10	2,5	2	0	0	42	21	2	0	0
96	2,7	2,35	1,41	0,54	0,2	5	2,5	0	0	0	42	33	0	0	0
97	2,7	2,4	1,35	0,56	0,24	5	2,5	2	0	0	67	25	8	0	0
98	2,65	2,35	1,38	0,52	0,16	0	7,5	2	0	0	0	3	I	0	0
99	2,6	2,35	1,38	0,5	0,14	10	7,5	2	0	0	57	I3	4	0	0
100	2,3	1,35	0,48	0,14	10	2,5	2	2	I	0	42	11	15	7	0
101	2,65	2,3	1,38	0,48	0,14	0	2,5	0	I	0	0	25	0	4	0
102	2,75	2,35	1,41	0,5	0,16	0	2,5	0	0	0	0	16	0	0	0
103	2,8	2,35	1,29	0,44	0,12	5	2,5	2	0	0	27	4	4	0	0
104	2,2	1,95	1,14	0,35	0,06	15	2,5	0	0	0	24	9	0	0	0
105	2,2	1,95	1,12	0,3	0,06	5	7,5	0	I	0	4	5	0	5	0
106	2,7	2,35	1,35	0,48	0,18	0	2,5	0	I	I	0	15	0	6	I
107	2,5	2,2	1,32	0,53	0,24	5	2,5	2	0	0	41	12	10	0	0
108	2,4	2,1	1,14	0,38	0,04	15	12,5	0	0	0	9	6	0	0	0
109	2,4	2,05	0,99	0,34	0,04	0	7,5	0	0	0	0	9	0	0	0
110	2	1,95	1,17	0,58	0,3	10	2,5	0	0	0	22	50	0	0	0
111	1,7	1,65	1,05	0,54	0,26	10	2,5	2	0	0	17	50	0,2	0	0
112	2	1,8	1,05	0,5	0,2	0	0,1	2	0	0	0	I3	15	0	0
113	1,8	1,7	1,14	0,55	0,28	10	2,5	2	0	0	16	18	0	0	0
114	1	1	0,96	0,52	0,32	12,5	12,5	0	I	5	14	13	0	I	3

Таблица I (продолжение II)

	IX					X				
	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
77	25	116	186	220	91	161	195	70	104	34
78	40	130	210	242	90	170	202	80	112	32
79	10	110	178	216	100	168	206	68	106	38
80	20	102	166	202	82	146	182	64	100	36
81	35	137	226	254	102	191	219	89	117	28
82	35	130	218	248	95	183	213	82	118	30
83	15	113	198	228	98	183	213	85	115	30
84	20	112	193	222	92	173	202	81	110	29
85	5	95	173	206	90	168	201	78	111	33
86	0	85	160	192	85	160	192	75	107	32
87	0	88	162	194	88	162	194	74	106	32
88	15	106	192	224	91	177	209	86	118	32
89	5	92	172	204	87	167	199	80	112	32
90	30	119	204	240	89	174	210	85	121	36
91	25	109	190	224	84	165	199	81	115	34
92	25	109	194	220	84	169	195	85	111	26
93	30	122	206	234	92	176	204	84	112	28
94	30	119	202	230	89	172	200	83	111	28
95	20	106	182	214	86	162	194	76	108	32
96	35	129	216	250	94	181	215	87	121	34
97	30	135	214	246	105	184	216	79	111	32
98	30	127	213	249	97	183	219	86	122	36
99	25	122	210	246	97	185	221	88	124	36
100	30	125	212	246	95	182	216	87	121	34
101	35	127	217	251	92	182	216	90	124	34
102	40	134	225	259	94	185	219	91	125	34
103	45	151	236	268	106	191	223	85	117	32
104	25	106	185	214	81	160	189	79	108	29
105	25	108	190	214	83	165	189	82	106	24
106	35	132	222	252	100	187	217	87	117	30
107	30	118	197	226	88	167	196	79	108	29
108	30	126	202	236	96	172	206	76	110	34
109	35	141	206	236	106	171	201	65	95	30
110	5	83	142	170	78	137	165	59	87	28
111	5	65	116	144	60	111	139	51	79	28
112	20	95	150	180	75	130	160	55	85	30
113	10	66	125	152	56	115	142	59	86	27
114	0	4	48	68	4	48	68	44	64	20

1 - подготовка информации; 2,3 - обучение по алгоритмам "Каскад-П" и "н.д.н.ф." соответственно; 4,5 - отбраковка и распознавание проб по алгоритмам "Каскад-П" и "Т-свойства"; 6,7 - формальный анализ результатов; 8 - геологическая интерпретация результатов; 9 - принятие решения.

Для решения задачи была составлена исходная информационная таблица (табл.1) объемом 114x50.

3.2. Обработка информации по алгоритму "Каскад-П".

Для проведения процедуры обучения из исходной информационной таблицы (табл.1) были выбраны 43 объекта, описанных в полном пространстве признаков. В соответствии с таблицей 2 сформулировано два класса объектов: I класс - месторождения (10 объектов), II класс - "пустые" структуры (33 объекта). Используемая программа П - 5 [3] работала в следующих режимах:

- 1.Требовалось "абсолютное" приближение к целевому признаку.
- 2.Знак информативности признаков не менялся.
- 3.Достижение наилучшего соответствия нагрузок строк со значениями целевого признака производилось по "худшим" объектам.
- 4.Порог зануления признаков β равнялся 0,25.
- 5.Число итераций $D = 680$.
- 6.Целевой признак задавался в бинарном виде.

В результате обучения (рис.4) была получена информативная система признаков, состоящая из 14 параметров (рис.3).

Анализ проб, проведенный в минимизированном пространстве признаков, показал, что все они укладываются в те же диапазоны значений признаков, которые были выявлены на объектах обучающей выборки. Следовательно, все пробы к распознаванию допускаются.

Используя границы диапазонов для нормировки признаков и информационные веса, полученные в результате обучения, была проведена процедура распознавания. Распознавание проводилось в минимизированном пространстве признаков по программе П-6 [3]. Результат распознавания приведен на рис.5. Как показано на рисунке, из 71 объекта, представленного к распознаванию, к классу перспективных отнесено 9 объектов, к классу бесперспективных - 43 и по 19 объектам решение не принято.

3.3. Обработка информации по методу Т-свойства.

Для обработки информации по методу Т-свойства из исходной

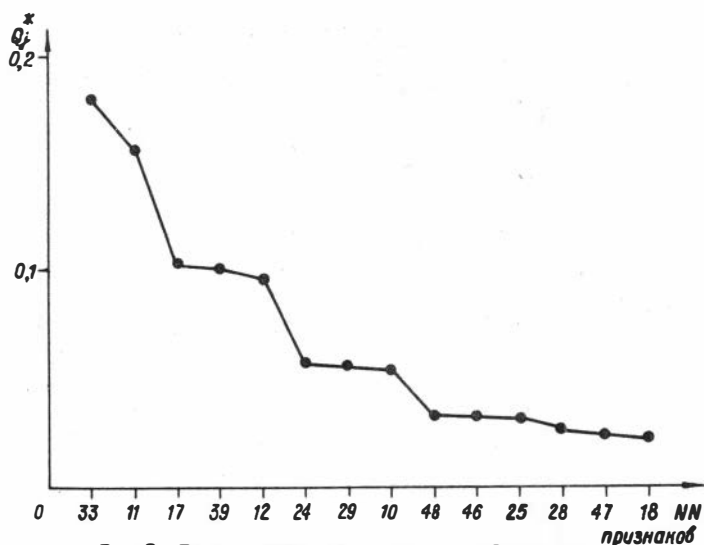


Рис.3 Упорядочение признаков по информационным весам

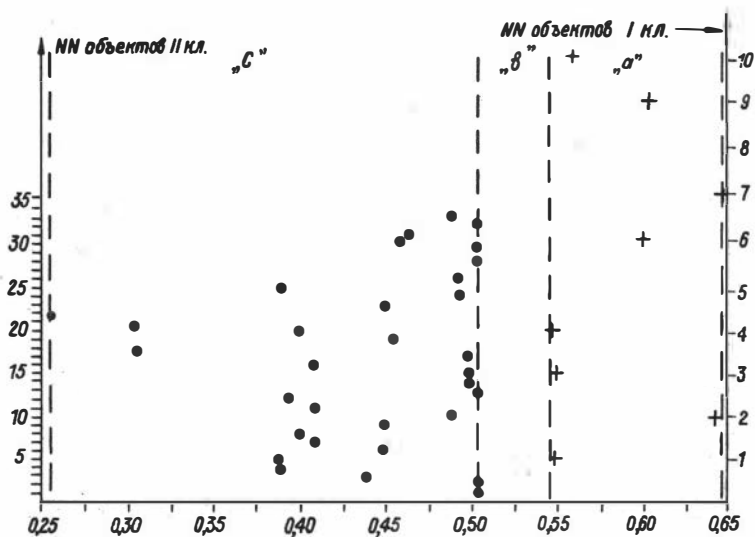


Рис.4 Результат обучения по алгоритму "Каскад-П"

+ — Объекты I класса • — Объекты II класса
 „a” — Зона I класса „б” — Зона отказа от принятия решения
 „с” — Зона II класса

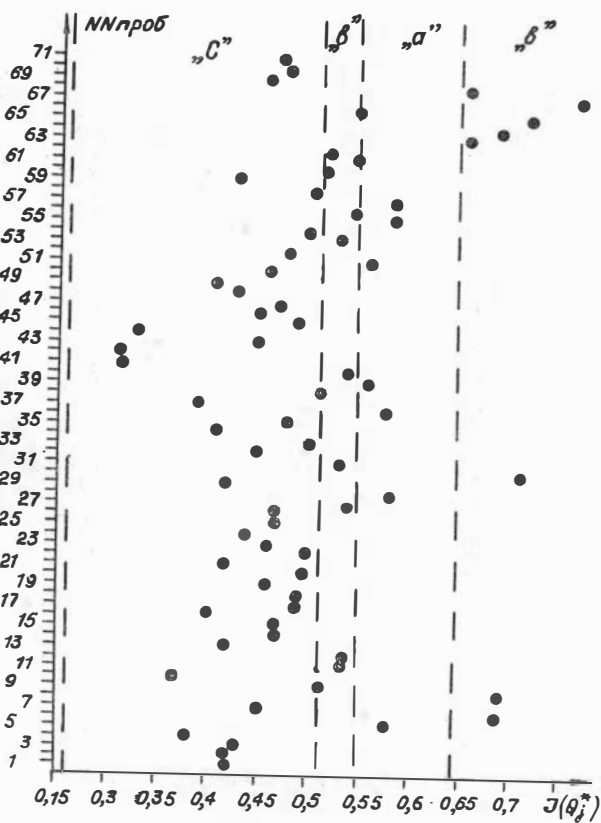


Рис.5.Результат распознавания проб по алгоритму "Каснад-П":
 "а" - зона I класса, "в" - зона отказа от принятия
 решения, "с" - зона II класса.

Таблица 2

Список объектов обучения I класса (месторождения)

№ п/п	№ на карте	Наименование объектов
1.	5	Тевризское
2.	6	Прирахтовское
3.	10	Тайтымское
4.	86	Межовское
5.	87	Восточно-Межовское
6.	89	Веселовское
7.	96	Мало-Ичское
8.	98	Верх-Тарское
9.	100	Ракитинское
10.	101	Тай-Дасское
II класса ("пустые" структуры)		
1.	12	Нововасильевская
2.	14	Туйская
3.	15	Верхне-Демьянская
4.	17	Кулайская
5.	25	Чебурлинская
6.	27	Тарбажинская
7.	31	Январская
8.	34	Завьяловская
9.	37	Ивановская
10.	39	Литковская
11.	47	Новологинская
12.	48	Калачевская
13.	49	Муромцевская
14.	54	Западно-Большереченская
15.	55	Большереченская
16.	56	Михайловская
17.	58	Новопокровская
18.	59	Боголюбовская
19.	61	Камышловская
20.	65	Георгиевская
21.	67	Нижне-Омская
22.	69	Татарская
23.	70	Орловская

Таблица 2 (продолжение)

I	2	3
24.	71	Бочкаревская
25.	72	Камышная
26.	75	Воробьевская
27.	80	Тибисская
28.	85	Северо-Межовская
29.	91	Тартасская
30.	95	Красногорская
31.	107	Новотроицкая
32.	110	Горбуновская
33.	114	Ипатовская

информационной таблицы (табл.1) было выбрано 25 признаков (с 26 по 50), характеризующих 10 месторождений и 33 "пустых" структуры (табл.2), составивших обучающую выборку. По мнению авторов, выбранные признаки должны в большей мере (по сравнению с остальными признаками) отражать процесс нефтегазонакопления. Учитывая характер признакового пространства и то, что алгоритм "н.д.н.ф." предназначен для поиска взаимосвязей между признаками, для обработки информации было отобрано 25 признаков (с 26 по 50), т.к. взаимосвязи первых 25 признаков, в основном, отражены в выбранной совокупности.

Обработка информации была организована поэтапно следующим образом.

I этап. С использованием нежестких значений Δ и ψ ($\Delta = 0,85$, $\psi = 0,1$) и предельного значения $\ell = 3$ были построены закономерности по первому и второму классам. По первому классу их оказалось 386. Наборов длины 1 среди них не оказалось. Анализ построенных наборов показал, что разброс значений Δ_{\pm} (средней меры близости объектов второго класса к первому) - занимает интервал 0,63-0,85. Наибольшее значение степени принадлежности к I классу равнялось $V_{\max}^I = 0,88$. Для сокращения списка наборов за счет удаления наименее контрастных была выбрана $\Delta = 0,75$, равная (примерно) середине интервала значений Δ_{\pm} . В результате число наборов снизилось до 39, а наибольшая степень принадлежности стала равной $V_{\max}^I = 0,875$, т.е. практически не изменилась. Пространство признаков сократилось с 25 до 14 параметров. В этом минимизированном пространстве подсчитаны степени принадлежности проб $V^I(s)$ (71 объект). По первому классу степень принадлежности выше $\max_{s \in T_1} V^I(s) = V_{\max}^I = 0,875$ получили пробы № 55, 56, 60, 61, 62 (рис.6).

Затем с теми же исходными значениями $\Delta = 0,85$, $\psi = 0,1$ $\ell_{\max} = 3$ были построены наборы по 2 классу. Их оказалось 56. Разброс значений Δ занял диапазон 0,77 - 0,85. Наибольшее значение степени принадлежности составило $V^2 = \max_{s \in T_2} V^2(s) = 0,91$. Уменьшая по тому же приему Δ до 0,8, получили 3 набора длины 3, охватывающих только 6 признаков. Поэтому при заданном $\Delta = 0,8$ были дополнительно просмотрены все наборы длины 4 и найдено еще 2 набора. В результате в минимизированное пространство вошло 8 признаков. Значение наибольшей степени принадлежности составило $V_{\max}^2 = 0,86$, т.е. максимум степени принадлежности

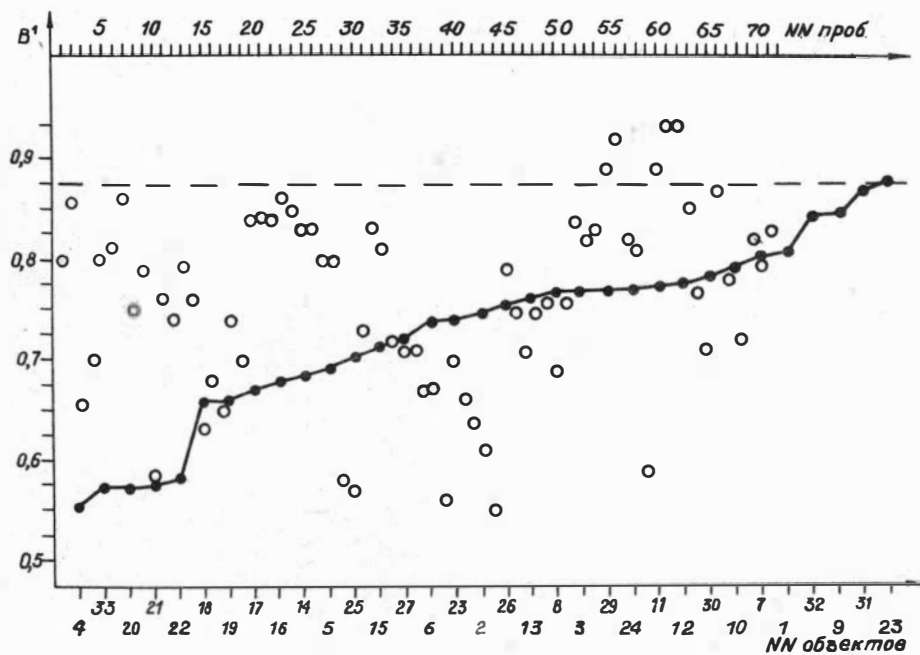


Рис.6 Степень принадлежности объектов II класса и проб к I классу

• - объекты II класса, ○ - пробы

объектов первого класса ко второму уменьшился на 0,05. В этом пространстве признаков оценена степень принадлежности проб ко 2 классу. Степень принадлежности больше $B^2 = 0,86$ получили пробы № 8, 9, 11, 12, 13, 14, 18, 21, 22, 25, 26, 27, 28, 32, 33, 34, 36, 37, 38, 39, 42, 43, 45, 47, 48, 49, 50, 51, 55, 69, 71 (рис.7).

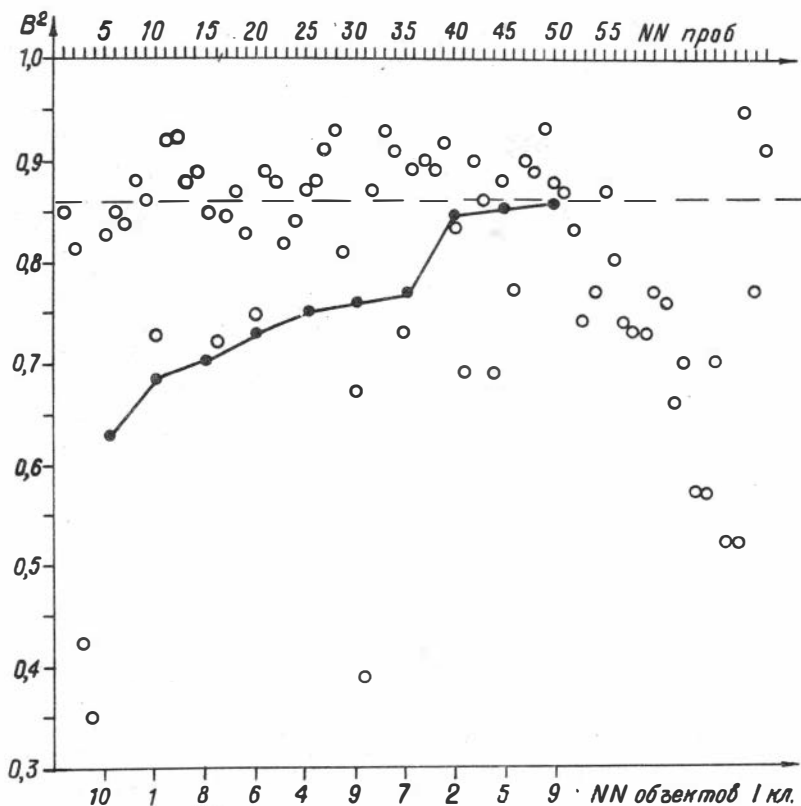


Рис.7. Степень принадлежности объектов I класса и проб ко II классу.

● - объекты I класса, ○ - пробы.

Сравнивая оценки принадлежности проб к I и 2 классам, можно видеть, что проба № 55 тяготеет в равной степени как к первому, так и ко второму классу. По решающему правилу "Квадрат" к первому классу отнесены 4 пробы: №: 56, 60, 61, 62. Тридцать проб уверенно отнесены ко второму классу. По остальным пробам по данному решающему правилу решения не принято (отказ от распознавания). Результаты распознавания сведены в таблицу (табл.5).

§ 4. Анализ результатов

4.1. "Каскад-П".

Как уже отмечалось, в процессе обучения было приведено 680 итераций. На 20-й итерации расстояние между классами $\rho^e = -0,085$, т.е. часть объектов первого класса перекрывалась объектами второго. К этому моменту из 50 признаков было удалено 14. На 680 итерации расстояние между классами увеличилось на 0,119 и составляло уже +0,034, что указывает на полное разделение классов. Такое разделение достигнуто на 14 признаках (рис.4). Следует подчеркнуть, что достигнутое разделение классов не является, на наш взгляд, оптимальным. Это объясняется, по-видимому, тем, что во втором классе (класс "пустых" структур) возможно присутствуют структуры либо до конца не оцененные бурением, либо с признаками нефти или газа, т.е. не "чисто пустые". Таких структур во втором классе шесть (№№ 1, 2, 13, 28, 29, 32, табл.2). Из первого класса можно выделить четыре объекта, которые получили минимальное значение строчечной нагрузки $J(S)$, близкое к 0,55 - это № 1, 3, 4, 5. Сюда же может быть отнесен и объект № 10.

Анализируя параметры, вошедшие в информативную систему признаков (рис.3), можно выделить две группы характеристик:

- а) более информативные (признаки 33, 11, 17, 39, 12) и
- б) менее информативные (24, 29, 10, 48, 46, 25, 28, 47, 18), причем, на пять признаков первой группы приходится около 70 % от общей информативности признаков. Анализируя распределение характеристических признаков по горизонтам, можно сделать следующие выводы:

Таблица 3

Распределение характеристических признаков
по горизонтам

Горизонт	Кол-во признаков	№ признаков и знак	$ Q_{jcp}^* $
У	3	-10,-25,47	0,037
IV	5	39,-24,-29,48,46	0,058
III	4	-33,48,-28,-18	0,066
II	4	17,12,46,47	0,067
Ф	I	II	0,158

Свойства объекта по поверхности домезозойского фундамента фиксируется только одним признаком с большим индивидуальным весом. Если не принимать во внимание признаки, характеризующие сразу два горизонта (№ 46,47,48), то окажется, что для объектов первого класса по горизонтам III и У характерна минимальная проявленность признаков, описывающая их. По второму горизонту для месторождений характерна максимальная проявленность признаков. Оценивая средние информативности признаков, характеризующие отдельные горизонты (не учитывая гор.Ф), можно подчеркнуть, что признаки, описывающие горизонты II и III, имеют примерно равную среднюю информативность. Несколько меньшую имеют признаки, характеризующие горизонты IV и небольшую - параметры по У горизонту.

4.2. "Н.Д.Н.Ф."

Как уже отмечалось, после проведения минимизации признакового пространства при поиске закономерностей для класса месторождений осталось 14 признаков: № 29,30,31,32,33,35,36,38,41,43,48,49,50. По своему участию в формировании 39 найденных сочетаний (Т-свойств), отмеченные признаки существенно различны. Их можно подразделить на две группы: часто входящих в наборы и редко входящих. К первой группе относятся признаки № 29,30,33,35,39,41,48,50 (входят в сочетания от 8 до 17 раз). Ко второй группе - признаки № 31,32,36,38,43,49 (входят от 1 до 4 раз).

Рассмотрим участие признаков, характеризующих как отдельные горизонты, так и их взаимосвязи в формировании закономерностей (Т-свойств). Анализируя приведенную ниже таблицу (табл.4), можно видеть следующее.

1. Использование информации по отдельным горизонтам весьма неравномерно. Среднее число вхождений признаков, характеризующих горизонты, изменяется от 2,5 до 13,5. По этой величине горизонты распадаются на 2 группы: активно участвующих в формировании наборов (горизонты У, IY, Ш) и слабо участвующих (Ф, П).

2. Использование информации по связям между горизонтами также неравномерно. Наиболее часто учитываются расстояния между подошвами локальных поднятий, выделяемых по IY и У горизонтам (16 раз) и П и У (13 раз). Промежуточное положение занимает признак, характеризующий расстояние между подошвами л.п. по Ш и IY горизонтами (8 раз). Два признака, характеризующих расстояния, (Ф-IY и Ш-IY) используются только по 2 раза. А признаки № 42, 44, 45, 46, 47 вообще не вошли в минимизированное пространство признаков.

Проведенный анализ показывает, что основную роль в формировании наборов, разделяющих месторождения и "пустые" структуры, играют данные по горизонтам Ш, IY, У и по взаимосвязям горизонтов Ф-П, IY-У, Ш-IY. Признаки, характеризующие данные горизонты и взаимосвязи горизонтов, входят в первую группу (информативных признаков), кроме признака 38, относящегося к третьему горизонту. По-видимому, данные по горизонтам Ф и П, а также по всем взаимосвязям горизонтов, кроме Ф-П, П-IY, IY-У, являются, в данном случае, информационными шумами. Отметим, что наиболее контрастно разделяют классы наборы (29,50), (29,35,39), (29,35,41), (29,39,50), (29,41,50), (30,35,39).

При поиске закономерностей на "пустых" структурах минимизированное пространство состояло из 8 признаков № 30, 33, 36, 37, 38, 40, 41, 50. Программой найдено 5 сочетаний признаков. Эти сочетания отвечают закономерностям, проявляющимся у "пустых" структур и отличают от них месторождения. Небольшое количество закономерностей, обнаруженных у "пустых" структур, по-видимому, объясняется большим разнообразием этого класса объектов по сравнению с более компактным классом месторождений. Из анализа такого небольшого числа наборов трудно сделать определенные выводы. Однако следует отметить, что во всех 5 наборах одновременно присутствуют признаки, характеризующие Ш и У горизонты. В трех из пяти слу-

чаев присутствует признак № 36, характеризующий контрастность л.п. по поверхности домезозойского фундамента.

Таблица 4.

Вхождение признаков в наборы по горизонтам

Горизонты	Кол-во признаков	№ признаков	Число вхождений	Среднее число
У	2	30, 35	27	13,5
IУ	2	29, 39	27	11
Ш	2	33, 38	18	9
П	1	32	3	3
Ф	2	31, 36	5	2,5
IУ-У	1	50	16	16
Ш-У	1	49	2	2
Ш-IУ	1	48	8	8
Ф-IУ	1	43	2	2
Ф-П	1	41	13	13

5. Геологическая интерпретация результатов.

После проведения обработки информации были получены минимизированные наборы признаков как для алгоритма "Каскад-П", так и для алгоритма "ЧДФ".

В минимизированном наборе для алгоритма "Каскад-П" наибольшие значения информативности приобретают признаки, при которых локальные поднятия, относящиеся к классу месторождений, должны иметь по сравнению с "пустыми" структурами:

а) меньшую амплитуду по кровле отложений альпской свиты или ее аналогов (признак 33);

б) удлиненную форму по поверхности отложений домезозойского фундамента и заводоужовской серии или их аналогов (признаки II и I2);

в) большие площади по кровле отложений заводоужовской серии или ее аналогов (признак I7);

г) большую контрастность по поверхности отложений покурской свиты или ее аналогов (признак 39).

Кроме этого, для локальных поднятий, относящихся к классу месторождений, характерны:

д) более низкое гипсометрическое положение по кровле отложений покурской свиты или ее аналогов (признаки 24 и 29);

е) меньшая длина по кровле отложений ганькинской свиты и

ее аналогов (признак I0);

ж) большие расстояния между подошвами локальных поднятий по кровле отложений покурской свиты и кровле заводоуковской серии и алымской свиты или их аналогов (признаки 46 и 48) и аналогичные характеристики по кровле отложений ганькинской свиты и заводоуковской серии или их аналогов (признак 47);

з) более низкое гипсометрическое положение вершин структур по кровле отложений ганькинской свиты или их аналогов (признак 25);

и) более низкое гипсометрическое положение подошв структур по кровле отложений алымской свиты или их аналогов (признак 28);

к) меньшая площадь структур по кровле отложений алымской свиты или их аналогов (признак I8).

С геологической точки зрения этот минимизированный набор признаков может быть проинтерпретирован следующим образом:

1. Удлиненность структур по поверхности отложений домезозойского фундамента и заводоуковской серии и их аналогов, характерная для класса месторождений (признаки II и I2), свидетельствует о надразломном их генезисе и активной жизни вплоть до среднеюрского времени. Подтверждением последнему служат также большие площади структур по поверхности отложений заводоуковской серии или их аналогов (признак I7).

2. Низкие гипсометрические положения структур, относящихся к классу месторождений, по кровле отложений алымской, покурской и ганькинской свиты и их аналогов свидетельствуют о преимущественном размещении месторождений вблизи зон нефтегазообразования (наиболее погруженные части региона) и о достаточно мощной покровке, способной удержать углеводороды в ловушках.

3. Влияние поверхности отложений покурской и ганькинской свит на характер поверхностей отложений заводоуковской серии и алымской свиты и их аналогов (признаки 46, 47, 48) свидетельствуют об усилении тектонической активности и о формировании залежей углеводородов в постальмское время. Об этом также свидетельствуют большая контрастность продуктивных локальных поднятий по кровле отложений покурской свиты или их аналогов (признак 39) и их меньшие амплитуды и площади по кровле отложений алымской свиты или их аналогов (признаки 33 и I8).

Минимизированный набор признаков для алгоритма "НДФ" по классу месторождений характеризуется следующими сочетаниями:

а) меньшая абсолютная отметка подошвы локального поднятия по поверхности отложений покурской свиты; более высокое положение поверхности этих же отложений к концу формирования отложений ганькинской свиты (признаки 29,50);

б) меньшая абсолютная отметка подошвы локального поднятия по поверхности отложений покурской свиты; меньшая амплитуда локального поднятия по поверхности отложений ганькинской свиты; большая контрастность локального поднятия по поверхности отложений покурской свиты (признаки 29,35,39);

в) меньшая абсолютная отметка подошвы локального поднятия по поверхности отложений покурской свиты; большая контрастность локального поднятия по поверхности отложений покурской свиты; более высокое положение поверхности отложений покурской свиты к концу формирования отложений ганькинской свиты (признаки 29,39,50);

г) меньшая абсолютная отметка подошвы локального поднятия по поверхности отложений покурской свиты; более высокое положение поверхности отложений домезозойского фундамента к концу формирования отложений заводоуковской серии; более высокое положение поверхности отложений покурской свиты к концу формирования отложений ганькинской свиты (признаки 29,41,50);

д) меньшая абсолютная отметка подошвы локального поднятия по поверхности отложений ганькинской свиты; меньшая амплитуда локального поднятия по поверхности отложений ганькинской свиты; большая контрастность локального поднятия по поверхности этих же отложений (признаки 30,35,39).

Из приведенных сочетаний видна четкая взаимосвязь поверхностей отложений верхних горизонтов. При этом для класса месторождений характерны низкие гипсометрические положения локальных поднятий в бассейне седиментации, их меньшие амплитуды по кровле отложений ганькинской свиты, большая контрастность по поверхности отложений покурской свиты и более высокое положение поверхности отложений покурской свиты к концу формирования отложений ганькинской свиты.

Эти характеристики подчеркивают значительную степень влияния верхних горизонтов на процессы формирования месторождений нефти и газа.

Для класса "пустых" структур в минимизированном наборе признаков по алгоритму "НДНФ" характерны следующие сочетания:

а) большая абсолютная отметка подошвы локального поднятия

по поверхности отложений ганькинской свиты; большая контрастность по поверхности отложений заводоуковской серии; меньшая контрастность по поверхности отложений альмской свиты (признаки 30,37,38);

б) большая абсолютная отметка подошвы локального поднятия по поверхности отложений ганькинской свиты; меньшая контрастность по поверхности отложений альмской свиты; меньшая контрастность по поверхности отложений ганькинской свиты (признаки 30,38,40);

в) большая абсолютная отметка подошвы локального поднятия по поверхности отложений ганькинской свиты; большая амплитуда локального поднятия по поверхности отложений альмской свиты; меньшая контрастность локального поднятия по поверхности отложений домезозойского фундамента; более низкое положение поверхности домезозойского фундамента к концу формирования отложений заводоуковской серии (признаки 30,33,36,41);

г) большая абсолютная отметка подошвы локального поднятия по поверхности отложений ганькинской свиты; большая амплитуда по поверхности отложений альмской свиты; меньшая контрастность по поверхности отложений домезозойского фундамента; более низкое положение поверхности покурской свиты к концу формирования отложений ганькинской свиты (признаки 30,33,36,50).

В этом минимизированном наборе обращает на себя внимание почти полное отсутствие признаков, характеризующих поверхность отложений покурской свиты или ее аналогов, что еще лишний раз подтверждает значимость последних для формирования и сохранения залежей углеводородов. С другой стороны, для "пустых" структур характерна значимость признаков по нижним горизонтам.

Резюмируя вышесказанное, можно отметить, что для месторождений юго-востока Западной Сибири характерны:

- а) надразломный генезис структур;
- б) их сравнительно низкое гипсометрическое положение;
- в) усиление тектонической активности в постальмское время и формирование залежей углеводородов в этот этап.

§ 6. Принятие решения

Поскольку решение задачи проводилось двумя алгоритмами, то, естественно, при распознавании проб возникли неоднозначные суждения по отнесению некоторых объектов в тот или иной класс. Проанализировав результаты по обоим алгоритмам (табл.5), приняли следующее решение.

Если проба по обоим алгоритмам относилась к классу месторождений, она выделялась в группу высокоперспективных объектов. В группу перспективных объектов включалась проба, относимая одним из алгоритмов в класс месторождений, а другим - в зону отказа (т.е. решение о ее принадлежности к тому или другому классу не принималось). Если оба алгоритма от распознавания отказывались или возникала конфликтная ситуация (один относил пробу в первый, а другой - во второй), то решение о принадлежности этого объекта к одному из классов не принималось. В случае отнесения пробы одним из алгоритмов к классу "пустых" структур (а по второму решению не принималось), а также если оба алгоритма относили пробу ко второму классу, такие объекты зачислялись в группу бесперспективных. Результаты принятия решения по объектам прогноза сведены в таблицу (табл.5).

Таблица 5

№ П/п	Название структур	Результат распознавания		
		Каскад-П	Т-свойств	Решение
1	2	3	4	5
1	Нагорнинская	2	отк.	2
2	Бичинская	2	отк.	2
3	Аксеновская	2	отк.	2
4	Листвягинская	2	отк.	2
5	Наталинская	1	отк.	П
6	Смолевская	отк.	отк.	отк.
7	Болотная	2	отк.	2
8	Угловская	отк.	2	2
9	Ю.Демьянская	1	2	отк.
10	Когитская	2	отк.	2
11	В.Когитская	1	2	отк.
12	Ягыл-Яхская	1	2	отк.
13	Малиновская	2	2	2
14	З.Безымянная	2	2	2
15	В.Безымянная	2	отк.	2
16	З.Кривковская	2	отк.	2
17	Кривковская	2	отк.	2
18	Ю.Чебурлинская	2	2	2
19	Елесинская	2	отк.	2

Таблица 5 (Продолжение)

I	2	3	4	5
20	Украинская	2	отк.	2
21	Ю.Украинская	2	2	2
22	Чебакинская	2	2	2
23	Аевская	2	отк.	2
24	В.Кучуковская	2	отк.	2
25	Атирская	2	2	2
26	Баженовская	2	2	2
27	Э.Литковская	1	2	отк.
28	Айсазская	1	2	отк.
29	Баклинская	2	отк.	2
30	Ложниковская	отк.	отк.	отк.
31	Азавовская	1	отк.	II
32	Коготовская	2	2	2
33	Омская	2	2	2
34	Н.Карасукская	2	2	2
35	Кабирдакская	2	отк.	2
36	Тюкалинская	1	2	отк.
37	Семнозерная	2	2	2
38	Преображенская	отк.	2	2
39	Любинская	отк.	2	2
40	Э.Марьяновская	отк.	отк.	отк.
41	Андреевская	2	отк.	2
42	Богдановская	2	2	2
43	Федосеевская	2	2	2
44	Усть-Таркская	2	отк.	2
45	Сергеевская	2	2	2
46	Пахомовская	2	отк.	2
47	Дубровинская	2	2	2
48	Лебяжинская	2	2	2
49	Шипицынская	2	2	2
50	Красновская	2	2	2
51	Чековская	1	II	отк.
52	Верх-Чековская	2	отк.	2
53	Пустоваловская	1	отк.	II
54	Братская	2	отк.	2
55	Ургульская	1	отк.	II
56	Бергульская	1	I	III

Таблица 5 (Продолжение 2)

1	2	3	4	5 .
57	Гавриловская	1	отк.	II
58	Витинская	2	отк.	2
59	Буйновская	2	отк.	2
60	Заречная	1	1	ВП
61	Таволгинская	1	1	ВП
62	Ичкалинская	1	1	ВП
63	Пограничная	отк.	отк.	отк.
64	З-Калгачская	отк.	отк.	отк.
65	Ср.-Калгачская	отк.	отк.	отк.
66	Прибелинская	1	отк.	II
67	Тенисская	отк.	отк.	отк.
68	Капельская	отк.	отк.	отк.
69	Константиновская	2	2	2
70	Елизаветинская	2	отк.	2
71	Н-Красновская	2	2	2

Примечания: I - отнесение пробы к первому классу;
 2 - отнесение пробы ко второму классу;
 отк.- отказ от распознавания ;
 II - перспективная;
 ВП - высокоперспективная

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования по прогнозу продуктивности локальных поднятий впа Западной Сибири на добуровой стадии их охарактеризованности показали следующее:

1. Разработанное признаковое пространство, основанное на анализе структурных карт, построенных по опорным сейсмическим горизонтам, содержит информацию, достаточную для разделения продуктивных и "пустых" структур.

2. Выбранные логико-математические методы обработки описаний исследуемых объектов - алгоритм "Каскад-П" и алгоритм "Непрерывная Д.Н.Ф.", реализующий метод "Т-свойства", - позволяют решить указанную задачу прогноза. Комплексное использование обоих алгоритмов дает возможность более полного и глубокого анализа информации об объектах исследования.

Основными результатами работы являются:

1. По каждому из алгоритмов на основе анализа материала обучения (10 месторождений и 33 "пустых" структуры) выделены информативные системы признаков. В содержательном отношении эти системы признаков хорошо согласуются между собой, а их незначительные различия обусловлены спецификой алгоритмов.

2. Произведен прогноз 71 локального поднятия на основе выбранных информативных систем признаков. В целом результаты прогноза по обоим алгоритмам согласуются между собой и лишь по 8 объектам дают противоречивые результаты. С учетом результатов распознавания построена карта прогноза продуктивности локальных поднятий впа Западно-Сибирской плиты.

3. Выделено 4 высокоперспективных локальных поднятия - Бергульское, Заречное, Таволгинское и Ичкалинское; 6 перспективных - Натальинское, Азановское, Пустоваловское, Уральское, Гавриловское и Прибеллинское локальные поднятия. 45 объектов отнесены к бесперспективным; по 16 объектам прогноза однозначного решения не принято.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабич В.В., Федосеев Г.С. Метод целевого классифицирования и упорядочения объектов ("Каскад-1"). - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 42-70.
2. Бабич В.В. Алгоритмическое описание итерационного метода целе-

- вого классифицирования и упорядочения объектов ("Каскад-П").
- В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 27-38.
3. Бабич В. В., Ланда Е. И., Соколов А. Д. Комплекс программ итерационного метода целевого классифицирования и упорядочения объектов. - В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 27-38.
 4. Бишаев А. А. Метод "Целевая итерационная классификация" ("Цикл"). - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 70-92.
 5. Васильев Ю. Л., Дмитриев А. Н. Спектральный подход к сравнению объектов, охарактеризованных набором признаков. - "ДАН СССР", 1972, т. 206, № 6, с. 1309-1312.
 6. Васильев Ю. Л., Дмитриев А. Н. Простой способ сравнения объектов, охарактеризованных набором признаков. - В кн.: Применение математических методов и ЭВМ для решения прогнозных задач нефтяной геологии. (Краткие тезисы докладов к конференции 12-14 февр. 1973 г.). Новосибирск, 1973, с. 60-63.
 7. Дмитриев А. Н., Красавчиков В. О. Процедуры математической обработки описаний нефтяных месторождений. - "Геология и геофизика", 1976, № 11, с. 86-96.
 8. Дмитриев А. Н. Новые тестовые разработки в задачах прогнозирования рудоносности (на примере траптовых интрузий). - В кн.: Математические методы при прогнозе рудоносности. М., "Наука", 1977, с. 104-163.
 9. Константинов Р. М., Королева З. Е., Кудрявцев В. Б. О комбинаторно-логическом подходе к задачам рудоносности. - В кн.: Проблемы кибернетики, вып. 31, М., "Наука", 1976, с. 5-33.
 10. Красавчиков В. О. Модификация тестового подхода к анализу таблиц описаний на основе понятия пакета. - В кн.: Дискретный анализ, вып. 26, Новосибирск, 1974, с. 36-60.
 11. Красавчиков В. О. Комплекс алгоритмов для программ распознавания по Т-свойствам. - В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 144-162.
 12. Красавчиков В. О. Непрерывная Д.Н.Ф. и ее приложение к распознаванию. - В кн.: Тезисы IV Всесоюзной конференции по теоретической кибернетике. Новосибирск, 1977, с. 199-201.
 13. О сравнительном изучении гигантских месторождений нефти с использованием логико-дискретного анализа. - "Геология нефти и газа", 1969, № 6, с. 17-19. - Авт.: Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Дмитриев А. Н. и др.

А. А. Трофимук, В. С. Вышемирский,
А. Н. Дмитриев, А. Д. Соколов

РАЗДЕЛЬНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЛОГИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Раздельное прогнозирование нефтяных и газовых месторождений к настоящему времени приобрело большое практическое значение. Если еще в недавнем прошлом было достаточно обосновать возможную нефтегазосность той или иной территории, то теперь, в связи с ускорением развития нефтяной и газовой промышленности и сокращением сроков освоения новых продуктивных районов, на всех стадиях поисково-разведочных работ требуется районирование по фазовому состоянию углеводородов, раздельная оценка прогнозных запасов нефти и газа и заключение о вероятных типах месторождений.

Решение задач раздельного прогнозирования связано с большими трудностями, особенно на ранних поисковых стадиях, когда информация о нефтеносности и газосности как бы скрыта и содержится в признаках косвенного характера.

Надежных комплексов признаков, позволяющих раздельно прогнозировать нефтяные и газовые месторождения, особенно в мало изученных районах, пока не выявлено. Очень широко распространено представление о том, что нефтеобразование связано, главным образом, с сапропелитным органическим веществом морских осадочных толщ, а газообразование — с гумусовым органическим веществом переходных и континентальных толщ.

Эта точка зрения основана на вполне добротных геохимических материалах. Тем не менее, фактическое размещение нефтяных и газовых месторождений нередко с ней не согласуется. Во многих продуктивных толщах имеются и нефтяные, и газовые залежи, причудливые к одинаковым фациальным обстановкам. Другие признаки раздельного прогнозирования нефтеносности и газосности, обсуждающиеся в литературе, пожалуй, еще менее надежны.

По-видимому, различия в условиях формирования нефтяных и газовых месторождений выражаются комплексами пока не выявленных признаков, рассеянных в массе слабо информативных групп при-

знаков [1,2,7] . Для выделения и оценки более информативных признаков, а также для разделения совокупности объектов на соответствующие классы нами использованы логико-комбинаторные методы [3] . В данной работе излагается опыт применения этих методов для раздельного прогнозирования нефтяных и газовых месторождений на ранней поисковой стадии.

Согласно имеющемуся опыту решения задач видно, что среди информативных, в соответствии с целью обработки данных, признаков имеются признаки общего характера, проявляющиеся во всех обстановках, и признаки более узкого характера, существенные для тех или иных частных свойств объектов или конкретных условий их образования. Именно поэтому авторы собрали и обработали исходную информацию по двум существенно различным территориям: по южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Саратовская и Волгоградская области) и по юго-восточной части Западно-Сибирской провинции (Томская и Новосибирская области). На обеих этих территориях в залежах имеются и нефть, и свободный газ.

В исследуемую совокупность объектов включены средние и мелкие месторождения, не сильно различающиеся по суммарным запасам нефти и газа. Крупные месторождения не изучались. Их в этих районах не так много, чтобы математическими методами осуществить их подразделение на классы, а обрабатывать их в одной совокупности с мелкими и средними месторождениями не следует по причине нарушения однородности изучаемых классов. Большая разница в размерах месторождений может сгладить различия в фазовом состоянии углеводородов.

Из Волго-Уральской области изучалось 23 месторождения: 6 нефтяных, 5 газовых и 12 нефтегазовых, а из Западной Сибири - 17 месторождений: 10 нефтяных и 7 нефтегазовых. Все месторождения характеризовались по единой схеме организаций описаний. Отражалась, в частности, только та информация, которая обычно известна уже на ранней поисковой стадии.

Исходная информация включает 54 свойства (табл. I). Одни из них качественные, другие - количественные. Каждое свойство, в зависимости от его содержания и информативной емкости, охарактеризовано либо одним признаком, либо несколькими. В последнем случае свойства градуируются на признаки. Например, свойство № 6 "Степень выдержанности коллекторов" имеет три градации: I - преобладают невыдержанные, 2 - преобладают резко невыдержанные,

3 - все невндержаемые. Каждая градация является признаком, характеризующим свойство. Общее количество характеристических признаков - 76.

Свойства и признаки разделены на 6 групп: характеристика главной (по запасам) продуктивной свиты, общая характеристика всех продуктивных свит, свойства покрывающей толщи (часть разреза, расположенная выше всех продуктивных свит), свойства подстилающей толщи (часть разреза, расположенная между подошвой осадочного чехла плиты и нижней продуктивной свитой), геотектоническая обстановка, свойства структурной ловушки.

Продуктивные свиты выделены с некоторой формальной долей условности, но эта условность одинаково соблюдалась для описаний всех месторождений. Подошвы свит проводились ниже нефтегазовосных горизонтов, но выше ближайших мощных водоносных коллекторов, а при отсутствии последних - либо по подошве осадочного чехла, либо по региональному перерыву, сопровождающемуся резким изменением характера отложений. Кровля каждой продуктивной свиты проводилась по кровле верхнего продуктивного пласта. При таком выделении продуктивных свит в их состав включаются не только нефтегазосные пласты, но и нефтегазопроизводящие отложения.

В группе признаков, характеризующих геотектоническую обстановку, большое место занимают объемные характеристики отложений в пределах зон возможного питания залежей углеводородами. Границы таких зон проводились на структурных картах по осям впадин, окружающих соответствующие месторождения. Таким образом, в пределах зон пласты продуктивных свит повсюду воздымаются в сторону месторождений. Эти зоны, по существу, выделяются независимо от их генетического смысла. Каждая такая зона - это максимальная по площади территория, окружающая месторождение, в пределах которой продуктивная свита расположена гипсометрически ниже, чем на месторождении.

Табличное представление исходной информации по Западной Сибири значительно проще, чем по Урало-Поволжью, поскольку в первом случае имеется только одна продуктивная свита, не выделяется подстилающая толща, в разрезе платформенного чехла практически отсутствуют карбонатные породы. Поэтому для характеристики месторождений Западной Сибири выбрано 48 признаков.

Таблица I

Перечень характеристических признаков

№ п/п	Характеристика свойств	Урало-Поволжье		Западная Сибирь	
		градации свойств (признаки)	№ призм.	градации свойств (признаки)	№ призм.
I	2	3	4	5	6
<u>Главная свита</u>					
1	Количество перерывов внутри свиты		1		-
2	Мощность покрывки над наиболее крупной залежью		2		I
3	Литологический состав покрывки над наиболее крупной залежью	I - глина 2 - переслаивание глин и карбонатных пород 3 - глины с прослоями алевроитовых пород	3	а- глины I- глины с прослоями песчано-алевритовых пород	2
4	Минимальная мощность пачки, разделяющей продуктивные пласты		6		-
5	Взаимоотношение проницаемых и непроницаемых пород в непродуктивной части разреза	I - чередование проницаемых и непроницаемых пород 2 - непроницаемые с редкими прослоями проницаемых 3 - только непроницаемые породы	7		-
6	Степень выдержанности продуктивных коллекторов	I - преобладают невыдержанные 2 - преобладают резко невыдержанные 3 - все невыдержанные	IO II I2	I- преобладают невыдержанные 2- преобладают резко невыдержанные 3- все невыдержанные	3 4 5

Таблица I (продолжение I)

I	2	3	4	5	6
7	Место свиты в осадочном цикле	1 - трансгрессия 2 - регрессия и трансгрессия 3 - регрессия	13 14 15	I - трансгрессия 0 - регрессия	6
8	Мощность глинисто-алевроитовых пород		16		7
9	Мощность карбонатных пород		17		-
10	Мощность песчаных пород		18		8
11	Мощность глинисто-алевроитовых и карбонатных пород		19		9
12	% глинисто-алевроитовых пород		20		10
13	% глинисто-алевроитовых и карбонатных пород		21		-
14	Угленосность продуктивных свит	1-угленосные 2-углепроявления 3-угленосные	22 23 24	I-угленосные 0-угленосные	11 12
15	Восстановленность битума проницаемых пород по сравнению с битумом непроницаемых	1-одинакова 0-восстановленное	25 26		-
16	$\frac{Fe_{зак.} + Fe_{пир}}{Fe_{окис}}$ в глинах		27		-
17	$\frac{Fe_{пир}}{C_{орг}}$ в глинах		28		-
18	Степень метаморфизма OB	1 - Г 2 - Д 3 - БД	29 30 31	1 - Г 2 - Д 3 - БД 4 - Бз	13 14 15 16
<u>В. Геотектоническая обстановка</u>					
19	Разломы фундамента в зоне	1 - есть 0 - нет	32	1 - есть 0 - нет	17
20	Разломы фундамента на месторождении	1 - есть 0 - нет	33	1 - есть 0 - нет	18

Таблица I (продолжение2)

I	2	3	4	5	6
21	Положение на отрицательной структуре	I-в центральной части впадины 0-в краевой части впадины	34	I-в центральной части впадины 0-в краевой части впадины	19
22	Объем отложений от кровли верхней свиты до фундамента в зоне		35		20
23	Объем отложений от кровли главной свиты до фундамента в зоне		36		-
24	Объем глин и карбонатных пород в зоне от кровли верхней свиты до фундамента		37		21
25	Объем глин и карбонатных пород в зоне от кровли главной свиты до фундамента		38		22
26	Объем глин и карбонатных пород главной продуктивной свиты в зоне		39		23
27	Объем глин и карбонатных пород всех продуктивных свит в зоне		40		24
28	На сколько кровля главной продуктивной свиты моложе свода		41		25
	<u>С.Структурная ловушка</u>				
29	Превышение свода над месторождением		42		26

Таблица I (продолжение 3)

1	2	3	4	5	6
30	Превышение месторождения над впадиной		43		27
31	Рост ловушки в период формирования нижней продуктивной свиты	1-есть 0-нет	44		-
<u>Д. Общая характеристика продуктивных свит</u>					
32	Количество перерывов внутри всех продуктивных свит		45		-
33	Взаимоотношение проницаемых и непроницаемых пород в непродуктивной части разреза	1-тонкие пласты проницаемых пород в непроницаемой толще 2-равномерное чередование проницаемых и непроницаемых пород 3-неравномерное чередование проницаемых и непроницаемых пород	46		28
			47	такие же	29
			48		30
34	Степень выдержанности продуктивных коллекторов	1-преобладают выдержанные 2-преобладают невыдержанные 3-преобладают резко невыдержанные	49		31
			50	такие же	32
			51		33
35	Место свит в осадочных циклах	1-преобладает трансгрессия 2-смешанные 3-преобладает регрессия	52		34
			53		35
			54	такие же	36
36	% глинистых пород		55		37
37	% глинистых и карбонатных пород		56		-

Таблица I (продолжение4)

1	2	3	4	5	6
38	Наличие углей	1-нет 2-мало 3-много	57 58 59	такие же	38 39 40
<u>Е.Свойства покрывающей</u>					
<u>толщи</u>					
39	Мощность покрывающей толщи		60		41
40	Продолжительность накопления толщи		61		42
41	Количество перерывов		62		43
42	Расстояние до ближайшего перерыва		63		44
43	Мощность глинистых и эвапоритовых пород		64		45
44	Мощность карбонатных и кремнистых пород		65		-
45	Мощность непроницаемых пород		66		46
46	% глинистых и эвапоритовых пород		67		47
47	% непроницаемых пород		68		-
<u>Г.Свойства подстилающей</u>					
<u>толщи</u>					
48	Мощность толщи		69		48
49	Расстояние от продуктивной свиты до ближайшего разлома		70		-
50	Мощность глинистых пород		71		-
51	Мощность глинистых и карбонатных пород		72		-
52	% глинистых пород		73		-
53	% глинистых и карбонатных пород		74		-

Таблица I (окончание)

I	2	3	4	5	6
54	Взаимоотношение проницаемых и не- проницаемых пород	1-неравномер- ное переслаи- вание 2-единичные проницаемые пласты в не- проницаемой толще	75		-
			76		-

Прогнозирование, в общей схеме принятых шагов при решении задачи математическими средствами, подразделяется на качественное, порядковое и количественное [2,4,5] . В первом случае исходная совокупность объектов состоит из двух классов, например, продуктивных структур и непродуктивных или нефтяных и газовых. В этом случае целевой признак принимает дискретные значения. Во втором, промежуточном, случае исходная информация может быть подразделена более чем на два класса, например, месторождения, нефтепроявления и "пустые" структуры или нефтяные, смешанные и газовые месторождения. Целевой признак в этом случае будет требовать упорядочения классов именно в указанной последовательности. Кроме того, можно задавать и различные расстояния между классами. Упорядочение объектов внутри классов может не требоваться. При количественном прогнозировании исходная информация представляется одним классом, а целевой признак принимает численные значения, например, запасы месторождения или соотношение углеводородов в месторождении, и требует упорядочения объектов в соответствии с заданными значениями.

Решаемая задача по раздельному прогнозу нефтяных и газовых месторождений с применением логико-математических методов включала в себя все перечисленное разнообразие постановок. Основными целями выполнения этой работы являются следующие:

1. На основе сравнительного изучения эталонных объектов, описанных в полном пространстве характеристических признаков, выделить для различных целей обработки данных информативные системы признаков (ИСП).

2. Путем последовательного перемещения границы в упорядоченном по процентному содержанию нефти ряду месторождений, от чисто нефтяных к чисто газовым установить наличие или отсутствие резкой границы между нефтегазовыми и газонефтяными месторождениями.

Поскольку критерием качества обучения является расстояние между классами (ρ^e), то лучшим считается такой вариант, при котором величина ρ^e максимальна.

3. На основе полученных ИСП провести геологическую интерпретацию наиболее интересных, с геологической точки зрения, результатов решаемой задачи.

Для этих целей, как уже указывалось, была привлечена информация по 23 месторождениям Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, описанных 76 характеристическими признаками (табл.2) и по 17 месторождениям юго-восточной части Западно-Сибирской провинции, охарактеризованных 48 признаками (табл.3). Исходная информация обрабатывалась по итерационному методу целевого классифицирования и упорядочения объектов "Каскад-II", полное описание которого приведено в работе [3], а краткое его изложение приведено в настоящем сборнике.*) Используемый комплекс программ описан в работе [6].

Поскольку информация по месторождениям Западной Сибири и Урало-Поволжья различается как по количеству признаков, так и по геологической специфике, а также учитывая то, что различие в строении месторождений разных регионов может завуалировать разницу между месторождениями с разным фазовым составом углеводородов, математическая обработка ее по тем и другим месторождениям проводилась отдельно.

Для месторождений Урало-Поволжья было проделано 12 последовательных шагов решения (табл.4, рис.1). На первом шаге была выявлена информативная система признаков, состоящая из II параметров и позволяющая разделить нефтяные, смешанные и газовые месторождения. Как видно из рис.1, расстояние между нефтяными и смешанными месторождениями составляет 0.12, а между смешанными и газовыми 0.11. Используя найденную ИСП, в принципе, можно произвести отдельную сортировку объектов-проб, отнесенных к разряду перспективных и допущенных к распознаванию на этом материале обучения. Задача же собственно прогноза здесь не рассматривалась. На втором шаге отыскивалась ИСП для разделения нефтяных месторождений от смешанных и газовых. Как показано в табл.4 и на рис.1, достигнуто удовлетворительное разделение классов, а минимизированный набор состоит из 14 признаков.

*) См. статью Запивалова Н.П., Каштанова В.А. и др. в настоящем сборнике.

Таблица 2

Информационная таблица по месторождениям Урало-Поволжья

№ п/п	признаки объекта	I	3	5	7	9	II	I3	I5	I7	19	21	23	25	27	
		2	4	6	8	10	I2	I4	I6	18	20	22	24	26		
1	Соколовское	0	13	0	0	1	4	1	0	0	0	0	1	0	1	6,8
2	Гусельское	0	14	1	0	0	15	0	0	1	0	0	1	0	1	12,4
3	Нижнедобринское	0	12	1	0	0	60	0	1	0	1	0	0	1	0	10,0
4	Северодорожжинское	0	13	1	0	0	12	0	1	0	1	0	0	0	1	15,0
5	Арчединское	1	5	1	0	0	8	0	0	1	1	0	0	0	1	27,0
6	Клевовае	0	18	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	26,0
7	Жирновское	1	2	1	0	0	2	0	1	0	0	1	0	0	1	17,0
8	Кудиновское	0	40	0	1	0	7	0	0	1	0	1	0	0	1	4,0
9	Восточносусловское	0	10	1	0	0	2	0	0	1	0	1	0	0	1	17,8
10	Горбчкнское	1	8	1	0	0	7	0	1	0	0	0	1	0	1	15,0
11	Урицкое	0	4	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	1	15,1
12	Елтанское	1	14	0	1	0	3	0	1	0	0	0	1	0	1	86
13	Генеральское	1	2	1	0	0	3	0	1	0	1	0	0	0	1	17,8
14	Зимовское	0	20	1	0	0	15	0	1	0	0	1	0	0	1	1,0
15	Шляховское	1	20	0	1	0	20	1	0	0	0	1	0	0	1	1,0
16	Суровское	1	9	1	0	0	9	0	1	0	1	0	0	0	1	7,8
17	Линевское	0	2	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	26
18	Степновское	0	14	1	0	0	2	0	1	0	0	0	1	0	1	19,8
19	Верховское	0	6	1	0	0	6	0	1	0	0	1	0	0	1	11
20	Саушинское	0	20	1	0	0	5	1	0	0	0	1	0	0	1	11
21	Первомайское	0	11	0	0	1	12	0	1	0	0	1	0	0	1	18,3
22	Клетскопчтовское	0	7	1	0	0	6	1	0	0	0	1	0	1	0	8,2
23	Ветятневское	0	36	1	0	0	4	0	1	0	0	1	0	0	1	11

Таблица 2 (продолжение I)

№ п/п	28	30	32	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	46	48	50	52	54	55	56	58									
	29	31	33																												
1	1,33	1	0	0	0	1	316	130	194	22	10	71	43	277	1230	0	7	1	0	0	0	1	0	1	0	0	26	77	0	1	0
2	0,89	1	0	0	0	0	82	56	29	9	3	14	4,3	348	1230	0	3	1	0	0	0	1	0	1	0	0	35	62	1	0	0
3	0,61	0	1	0	1	1	600	600	506	506	25	405	40,4	200	350	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	47	62	0	1	0
4	9,0	1	0	0	1	1	415	199	335	157	38	90	9,0	400	1230	0	2	0	1	0	0	1	0	0	1	0	58	62	1	0	0
5	0,17	0	1	0	1	1	560	434	499	408	27	116	39,6	0	1230	0	4	0	0	1	0	0	1	0	0	1	43	85	0	0	1
6	0,32	0	1	0	1	0	125	125	105	105	1	18	39,6	0	175	0	3	1	0	0	0	1	0	0	0	1	26	89	0	0	1
7	0,32	0	1	0	1	1	2030	1003	1803	1593	62	382	40,5	0	500	0	6	0	0	1	0	1	0	0	0	1	30	87	0	1	0
8	0,3	1	0	0	1	1	1140	865	1148	407	157	232	9,0	0	350	1	2	0	1	0	0	1	0	0	1	0	73	85	1	0	0
9	0,76	1	0	0	0	0	193	126	83	28	3	8	4,3	89	1230	0	6	1	0	0	0	1	0	0	0	1	13	42	0	1	0
10	0,84	0	1	0	0	0	665	664	444	349	34	47	29,1	380	1230	0	2	1	0	0	0	1	0	1	0	0	16	70	0	1	0
11	0,45	0	0	1	0	0	308	236	264	198	9	36	29,1	0	1230	0	2	1	0	0	0	1	0	1	0	0	29	69	0	1	0
12	1,03	0	0	1	1	1	1019	831	767	598	11	85	28,5	0	1230	0	6	1	0	0	0	1	0	1	0	0	26	53	0	1	0
13	0,57	1	0	0	0	0	111	87	69	47	1	5	24,8	264	446	0	3	1	0	0	0	1	0	0	0	1	23	79	0	1	0
14	2,3	1	0	0	1	1	212	170	192	161	18	26	26,5	0	100	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	48	80	0	1	0
15	2,3	0	1	0	1	0	231	185	343	236	40	84	26,5	400	400	1	6	1	0	0	0	1	0	0	0	1	50	87	0	1	0
16	0,61	0	1	0	1	1	65	65	52	52	1	3	28,5	174	1230	1	2	1	0	0	0	1	0	1	0	0	20	79	0	1	0
17	0,6	0	1	0	1	0	1740	1460	1613	1344	4	49	39,6	110	600	0	2	0	1	0	0	1	0	0	1	0	44	70	1	0	0
18	0,5	1	0	0	0	0	296	137	197	51	7	52	4,3	366	950	0	5	1	0	0	0	1	0	1	0	0	15	64	0	1	0
19	0,7	0	0	1	1	1	571	571	435	435	44	70	59,0	200	200	1	2	1	0	0	0	1	0	0	1	0	46	74	0	1	0
20	0,7	0	0	1	1	1	621	627	487	487	41	42	59,0	70	225	1	3	1	0	0	1	0	0	0	1	0	60	60	0	1	0
21	0,3	1	0	0	0	0	166	101	83	28	5	6	4,3	324	990	0	3	1	0	0	0	1	0	0	0	1	29	35	0	1	0
22	2,5	1	0	0	1	1	749	448	630	354	10	70	26,5	0	200	1	3	1	0	0	0	1	0	0	1	0	67	79	0	1	0
23	0,07	0	0	1	1	1	1182	1182	1085	1085	61	61	59,0	150	90	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	44	69	0	1	0

Таблица 2 (продолжение 2)

№ п/п	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76
1	79I	46,3	4	5	322	300	622	4I	79	7I5	0	4I	80	6	II	I	0
2	I6I0	6I,5	6	II7	288	II26	I4I4	I8	88	7I4	0	40	79	6	II	I	0
3	I6I5	70	I	II05	577	82I	I390	36	86	I77I	0	460	I529	26	86	I	0
4	30I2	III	9	203	74I	I824	2500	24	83	I90	I86	I85	I75	98	92	0	I
5	405	I0,5	I	375	85	300	350	2I	86	II67	290	626	I084	54	93	I	0
6	I303	55,4	2	400	374	58I	I000	29	77	3I4	3I4	I34	I94	43	62	I	0
7	680	30	2	6I9	I83	496	640	27	94	I300	6I5	622	I060	46	8I	I	0
8	2807	77	I2	282	843	I685	I400	30	50	222	I90	80	I86	36	84	I	0
9	I523	535	6	282	485	905	I390	32	9I	666	0	I9	I9	3	3	I	0
10	I474	86,5	IO	18	496	684	II82	34	80	I777	4I9	339	I086	I9	6I	I	0
II	I3I3	703	8	460	4IO	446	856	3I	65	II57	0	254	I005	22	87	I	0
I2	3I8	I0,4	I	226	9I	209	300	29	94	982	369	459	550	47	56	I	0
I3	793	47,9	4	94	365	349	7I4	46	90	I30I	82	I56	697	I2	54	I	0
I4	I057	36	3	259	34I	595	94I	32	89	II59	270	707	I060	6I	92	I	0
I5	480	I0,5	I	550	55	480	535	9	92	III	III	53	III	48	IO0	0	I
I6	782	36,2	3	90	308	340	648	39	83	I628	I30	528	I25I	32	77	I	0
I7	808	30	I	765	273	482	740	34	92	2956	0	III4	2755	38	93	0	I
I8	I837	88,4	7	296	449	I200	I649	24	90	339	0	I3	IOI	4	30	I	0
I9	543	4,5	I	293	299	I94	450	55	83	I236	0	409	893	33	72	I	0
20	570	4,5	I	270	220	I50	470	39	82	I744	0	665	I422	38	82	0	I
2I	I647	6I,5	6	282	468	I075	I543	28	94	574	0	60	I49	IO	26	I	0
22	432	I4	I	280	I53	204	350	36	8I	80I	47	33I	64I	4I	80	I	0
23	438	4,5	I	242	I74	I68	400	40	9I	203I	88	IO69	I9I9	53	94	0	I

Таблица 3

Информационная таблица по месторождениям Западной Сибири

№ п/п	признаки объекты	I	3	5	7	9	10	11	13	15	17	19	20	21	22	23	24	25								
		2	4	6	8	10	12	14	16	18																
1	Малореченское	28	0	1	0	0	1	141	61	141	70	0	1	0	1	0	0	1	0	1	134	94	94	94	94	65
2	Олень	251	1	1	0	0	1	253	45	253	85	0	1	0	1	0	0	1	0	1	346	293	293	293	293	69
3	Моисеевское	201	1	1	0	0	1	102	34	102	50	0	1	0	1	0	0	1	1	1	193	145	145	145	145	69
4	Южноильдинское	23	1	0	0	1	0	214	50	214	81	1	0	0	1	0	0	1	1	1	584	450	450	229	229	69
5	Аленкинское	37	1	0	0	1	0	182	61	182	75	1	0	0	0	1	0	1	0	1	329	231	110	110	110	69
6	Средневазганское	165	1	1	0	0	1	94	74	94	56	0	1	0	0	0	1	1	1	1	420	235	235	235	235	69
7	Верхтарское	300	0	0	1	0	1	150	90	150	62	0	1	1	0	0	0	0	0	0	134	84	84	84	84	69
8	Ломовое	37	0	0	1	0	1	250	35	250	87	0	1	1	0	0	0	0	0	0	253	222	222	222	222	69
9	Озерное	35	0	0	1	0	1	290	54	290	84	0	1	1	0	0	0	0	0	0	240	203	203	203	203	69
10	Катильгинское	50	0	0	1	0	1	108	35	108	75	0	1	1	0	0	0	0	0	0	64	49	49	49	49	69
11	Верхнесалатовое	214	0	1	0	0	1	131	67	131	66	0	1	0	1	0	0	1	1	1	213	141	141	141	141	69
12	Северное	22	1	1	0	0	0	321	107	321	75	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1387	1555	985	546	640	90
13	Казанское	188	1	1	0	0	1	252	40	252	86	0	1	0	1	0	0	0	0	1	221	191	191	191	191	69
14	Веселовское	176	1	1	0	0	1	26	17	26	60	1	0	0	1	0	0	1	1	1	246	149	149	149	149	69
15	Средневазганское	241	1	1	0	0	1	130	60	130	68	0	1	0	1	0	0	1	0	1	227	71	71	71	71	69
16	Устьсыльгинское	221	1	1	0	0	1	130	53	130	71	0	1	0	0	1	0	0	0	1	124	88	88	88	88	69
17	Среднесыльгинское	237	1	1	0	0	1	128	55	128	70	0	1	0	0	1	0	0	0	1	96	67	67	67	67	69

Таблица 3 (продолжение).

№ п/п	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
I	35	508	0	I	0	I	0	0	I	0	0	70	0	0	I	2444	I25	0	0	I545	I545	63	0
2	II6	704	0	I	0	I	0	0	I	0	0	85	0	0	I	2560	I25	0	0	I600	I600	62	0
3	89	63I	0	I	0	I	0	0	I	0	0	50	0	0	I	2572	I25	0	0	I557	I557	60	0
4	I40	588	0	I	0	0	0	I	0	0	I	8I	I	0	0	2I00	I04	0	0	I205	I205	57	282
5	0	542	0	I	0	0	0	I	0	0	I	75	I	0	0	2082	I04	0	0	II80	246	57	300
6	0	978	0	I	0	I	0	0	I	0	0	56	0	0	I	23II	I25	0	0	I350	I350	59	0
7	0	I00	0	0	I	I	0	0	I	0	0	62	0	I	0	2460	II0	I	I000	I040	I040	42	0
8	I50	550	0	I	0	I	0	0	I	0	0	88	0	I	0	27I2	89	I	847	I400	I400	52	0
9	I00	250	0	I	0	I	0	0	I	0	0	84	0	I	0	2666	89	I	883	I400	I400	53	0
10	0	350	0	I	0	I	0	0	I	0	0	65	0	I	0	2556	89	I	8I0	I380	I380	54	0
II	I46	58I	0	I	0	I	0	0	I	0	0	66	0	0	I	2494	I25	0	0	I524	I524	6I	0
12	70	700	0	0	I	0	I	0	0	I	0	66	0	I	0	II00	80	0	0	643	643	58	360
13	60	275	I	0	0	I	0	0	I	0	0	86	0	0	I	2463	I25	0	0	I396	I396	57	0
14	I27	432	0	I	0	I	0	0	I	0	0	60	I	0	0	2280	I25	0	0	I335	I335	56	0
15	0	777	I	0	0	I	0	0	I	0	0	68	0	0	I	226I	I25	0	0	I275	I275	59	0
16	5I	38I	0	I	0	I	0	0	I	0	0	7I	0	0	I	2285	I25	0	0	I250	I250	55	0
I7	0	367	0	I	0	I	0	0	I	0	0	70	0	0	I	23I9	I25	0	0	I265	I265	54	0

Таблица 4

Постановки задач по Урало-Поволжью

№ п/п	Названия месторождений	Q _n Q _n ·Q _r	П о с т а н о в к и																							
			I		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12	
			x _{n+1}	J(s) _n	x _n	J(s) _n	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)	x _{n+1}	J(s)
1	Соволовогорское	I	I 0,82	I 0,47	I 0,38	I 0,42	I 0,44	I 0,47	I 0,39	I 0,45	I 0,46	I 0,36	I 0,35	I 0,32												
2	Гусельское	I	I 0,89	I 0,48	I 0,39	I 0,45	I 0,47	I 0,53	I 0,43	I 0,50	I 0,52	I 0,42	I 0,45	I 0,58												
3	Ниянедобрянское	I	I 0,81	I 0,53	I 0,41	I 0,46	I 0,46	I 0,51	I 0,44	I 0,45	I 0,47	I 0,35	I 0,36	I 0,35												
4	Северодорожжинское	I	I 0,81	I 0,50	I 0,38	I 0,46	I 0,44	I 0,49	I 0,39	I 0,47	I 0,47	I 0,36	I 0,40	I 0,36												
5	Арчелдинское	I	I 1	I 0,50	I 0,61	I 0,60	I 0,63	I 0,56	I 0,48	I 0,60	I 0,55	I 0,45	I 0,72	I 0,66												
6	Клевоково	I	I 1	I 0,80	I 0,50	I 0,37	I 0,45	I 0,45	I 0,52	I 0,40	I 0,51	I 0,49	I 0,39	I 0,48	I 0,36											
7	Жирновское	0,986	0,5	0,32	0 0,13	I 0,45	I 0,48	I 0,45	I 0,48	I 0,40	I 0,46	I 0,46	I 0,38	I 0,40	I 0,32											
8	Кудяновское	0,833	0,5	0,31	0 0,28	0 0,25	I 0,51	I 0,46	I 0,56	I 0,55	I 0,57	I 0,49	I 0,35	I 0,36	I 0,45											
9	Восточносусловское	0,792	0,5	0,31	0 0,25	0 0,23	0 0,27	I 0,43	I 0,47	I 0,40	I 0,45	I 0,44	I 0,36	I 0,38	I 0,32											
10	Горичкинское	0,643	0,5	0,56	0 0,26	0 0,27	0 0,30	0 0,30	I 0,48	I 0,39	I 0,46	I 0,47	I 0,37	I 0,43	I 0,33											
11	Урайское	0,565	0,5	0,31	0 0,20	0 0,18	0 0,24	0 0,33	0 0,37	I 0,43	I 0,49	I 0,47	I 0,38	I 0,41	I 0,30											
12	Елшанское	0,524	0,5	0,66	0 0,25	0 0,27	0 0,30	0 0,28	0 0,33	0 0,30	I 0,45	I 0,49	I 0,42	I 0,40	I 0,43											
13	Генеральское	0,333	0,5	0,52	0 0,28	0 0,23	0 0,29	0,0,31	0 0,35	0,0,25	0 0,34	I 0,47	I 0,36	I 0,40	I 0,33											
14	Зминовское	0,333	0,5	0,32	0 0,24	0 0,20	0 0,27	0 0,26	0 0,27	0 0,24	0 0,22	I 0,45	I 0,39	I 0,41	I 0,36											
15	Шляховское	0,286	0,5	0,31	0 0,32	0 0,26	0 0,30	0 0,33	0 0,37	0 0,29	0 0,32	0 0,29	I 0,36	I 0,35	I 0,33											
16	Суровское	0,231	0,5	0,52	0 0,30	0 0,22	0 0,28	0 0,30	0 0,36	0 0,26	0 0,35	0 0,35	0 0,23	I 0,46	I 0,38											
17	Ливенское	0,231	0,5	0,68	0 0,31	0 0,24	0 0,32	0 0,32	0 0,37	0 0,25	0 0,38	0 0,37	0 0,27	I 0,55	I 0,62											
18	Степновское	0,091	0,5	0,68	0 0,31	0 0,26	0 0,31	0 0,32	0 0,38	0 0,29	0 0,36	0 0,37	0 0,26	0 0,22	I 0,36											
19	Верховское	0	0	0,04	0 0,16	0 0,13	0 0,22	0 0,21	0 0,22	0 0,24	0 0,25	0 0,12	0 0,11	0 0,10												
20	Саушинское	0	0	0,14	0 0,21	0 0,18	0 0,24	0 0,24	0 0,21	0 0,21	0 0,22	0 0,19	0 0,13	0 0,22	0 0,08											
21	Первомайское	0	0	0,20	0 0,31	0 0,26	0 0,29	0 0,33	0 0,38	0 0,30	0 0,35	0 0,37	0 0,27	0 0,19	0 0,10											
22	Клетско-Почтовское	0	0	0,19	0 0,27	0 0,25	0 0,31	0 0,33	0 0,32	0 0,31	0 0,31	0 0,37	0 0,27	0 0,20	0 0,12											
23	Ветютневское	0	0	0 0,12	0 0,09	0 0,17	0 0,12	0 0,13	0 0,15	0 0,16	0 0,18	0 0,14	0 0,16	0 0,09												

Примечание:

x_{n+1} - целевой признак;J(s) - нагрузки строк (объектов), полученные
в результате решения

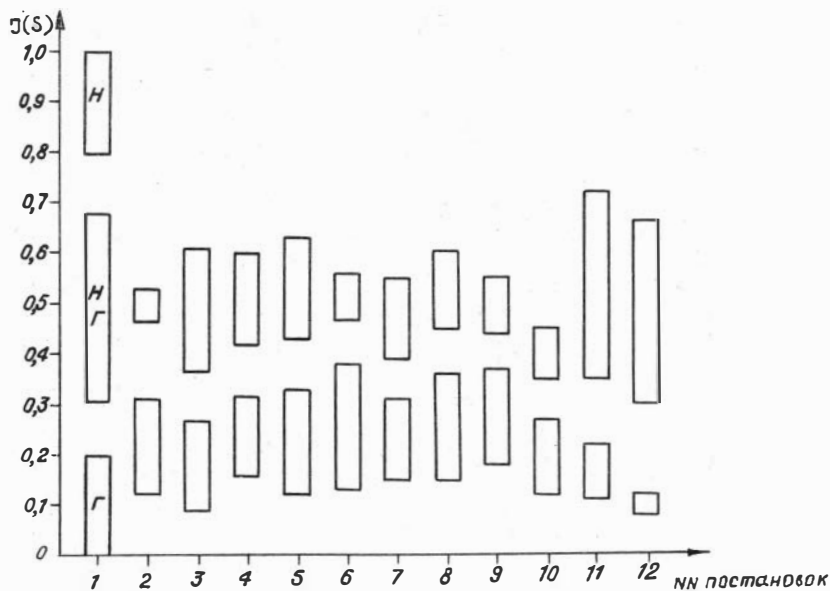


Рис.1. Результаты обучения в различных постановках по Урало-Поволжью

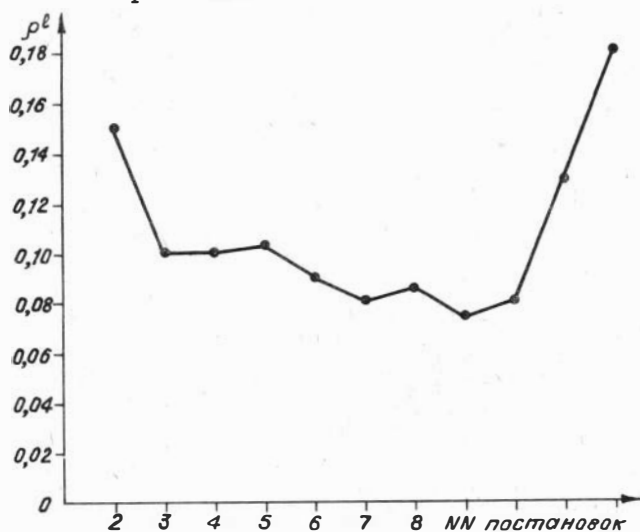


Рис.2. Расстояние между классами в различных постановках по Урало-Поволжью

При дальнейших шагах решения граница классов проводилась по следующим значениям процентного содержания нефти в месторождении. На рис.2 отражены значения расстояний между классами на различных шагах решения. Анализируя эту кривую, можно отметить следующее: наибольшее расстояние между классами достигнуто при разделении газовых месторождений и смешанных с нефтяными, несколько меньшее при разделении нефтяных и смешанных с газовыми. При последовательном добавлении к классу чисто нефтяных месторождений объектов с незначительным содержанием газа происходит постепенное уменьшение расстояния между классами, а на границе 0.28–0.33, когда уже производится "очистка" газовых месторождений, расстояние между классами начинает также плавно увеличиваться. Этот факт свидетельствует, очевидно, о том, что переход от нефтяных месторождений к газовым имеет плавный характер.

Обработка информации по месторождениям Западной Сибири включала в себя 6 последовательных шагов решения, пять из которых проводились в качественном и один – в количественном вариантах. При разделении нефтяных месторождений и смешанных было достигнуто малозначимое расстояние между классами ($\rho = 0,092$) при значительном количестве признаков ($n = 24$). При переводе объекта № II в первый класс (постановка № 2, табл.5, рис.3,5) разделение значительно улучшилось и достигло величины $\rho = 0,24$, причем количество признаков в ИСП равнялось 5. Такое резкое изменение качества разделения классов говорит в пользу того, что объект № II по своему описанию гораздо ближе к объектам чисто нефтяным, чем к смешанным. Это подтверждается и тем, что при удалении этого объекта из обучающей выборки и разделения оставшихся смешанных и нефтяных месторождений расстояние между ними уменьшилось на очень маленькую величину. Рассматриваемый объект не является разведанным месторождением. На нем проведено лишь поисковое бурение, и количественное соотношение между нефтью и газом установлены пока приближенно. Результаты решения описанных постановок дают основание предположить, что доля нефти на этом месторождении оказалась заниженной. При дальнейшем перемещении границы от нефтяных месторождений к нефтегазовым происходит плавное уменьшение расстояния до $\rho = 0,16$, а при смещении границы до значения $\frac{Q_n}{Q_r + Q_n} = 0,167$ расстояние увеличилось до 0,18. Сопоставляя результаты решения задачи по Урало-Поволжью и Западной Сибири, можно отметить некоторое

сходство в плане поведения растяжки классов (расстояния) при перемещении границы.

При количественной постановке задачи целевой признак принимает численные значения (соотношение запасов нефти к общим запасам месторождения) (табл.5). Хотя хорошего приближения нагрузок строк ($J(s)$) к значениям целевого признака (x_{n+1}) получить не удалось, некоторая тенденция в упорядочении объектов все-таки наблюдается (рис.4). Несоответствие вызывает лишь два объекта № 12 и 13 либо № 14 и 15, так как они поменялись местами в упорядоченном ряду. Полученная информативная система, состоящая из 9 признаков, несомненно представляет интерес для ее геологической интерпретации.

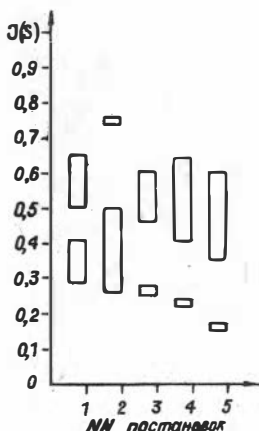


Рис.3. Результаты обучения в различных постановках по Западной Сибири

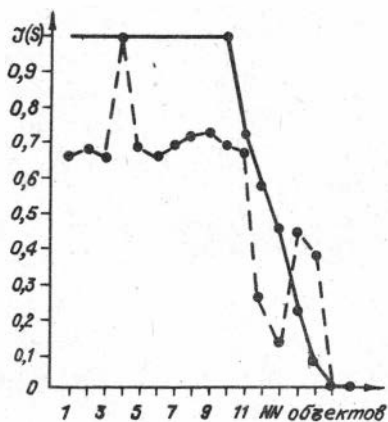


Рис.4. Упорядочение объектов по целевому признаку (x_{n+1}) (Западно-Сибирская НП)

Таблица 5
Постановки задач по Западной Сибири

Названия месторождений	$\frac{Q_n}{Q_n + Q_r}$	П о с т а н о в о к											
		1		2		3		4		5		6	
		x_{n+1}	$J(s)$	x_{n+1}	$J(s)$	x_{n+1}	$J(s)$	x_{n+1}	$J(s)$	x_{n+1}	$J(s)$	x_{n+1}	$J(s)$
Малореченское	I	I 0,50	I 0,74	I 0,48	I 0,40	I 0,35	I 0,66						
Олень	I	I 0,50	I 0,74	I 0,46	I 0,41	I 0,35	I 0,67						
Моисеевское	I	I 0,50	I 0,74	I 0,46	I 0,40	I 0,35	I 0,66						
Южноыльдинское	I	I 0,53	I 0,74	I 0,60	I 0,64	I 0,60	I I						
Аленкинское	I	I 0,53	I 0,74	I 0,49	I 0,41	I 0,36	I 0,68						
Средневазганское	I	I 0,52	I 0,74	I 0,49	I 0,40	I 0,35	I 0,66						
Верхтарское	I	I 0,51	I 0,76	I 0,49	I 0,41	I 0,36	I 0,69						
Ломовое	I	I 0,64	I 0,76	I 0,56	I 0,59	I 0,45	I 0,71						
Озерное	I	I 0,63	I 0,76	I 0,57	I 0,63	I 0,48	I 0,72						
Катальгинское	I	I 0,65	I 0,76	I 0,49	I 0,40	I 0,36	I 0,69						
Верхнесалатское	0,744	0 0,41	I 0,74	I 0,56	I 0,54	I 0,42	0,72 0,67						
Северное	0,615	0 0,29	0 0,48	I 0,52	I 0,63	I 0,60	0,58 0,24						
Казанское	0,5	0 0,40	0 0,26	0 0,25	I 0,40	I 0,35	0,45 0,13						
Веселовское	0,287	0 0,40	0 0,50	0 0,28	0 0,22	I 0,37	0,22 0,49						
Северовазганское	0,167	0 0,40	0 0,48	0 0,28	0 0,24	0 0,17	0,08 0,38						
Устьсыльгинское	0,091	0 0,39	0 0,49	0 0,28	0 0,24	0 0,17	0 0						
Среднесыльгинское	0,091	0 0,40	0 0,49	0 0,28	0 0,24	0 0,15	0 0,007						

Примечание:

x_{n+1} - целевой признак;

$J(s)$ - нагрузки строк (объектов), полученные в результате решения

Результаты решения всех постановок дают основание утверждать, что использованные нами логико-математические методы позволяют с большей уверенностью прогнозировать нефтяные и газовые месторождения на ранней поисковой стадии. Причем разделение классов месторождений наиболее четко производится на крайних начальных и конечных шагах решения. Как видно на рис. I в Урало-Поволжье ясно выделено три класса месторождений: нефтяные, газовые и смешанные (первая постановка). Класс нефтяных месторождений надежно отделен от совокупности смешанных и газовых (2 постановка), а класс газовых - от совокупности смешанных и нефтяных (12 постановка). Однако разно-

образные сочетания нефтяных и газонефтяных месторождений слабо отделяются от соответствующих им сочетаний газовых и нефтегазовых месторождений (постановки 3-II).

В классе смешанных месторождений количественные соотношения между нефтью и газом изменяются в очень широких пределах. Доля нефти в общих запасах снижается от 0,986 (почти чисто нефтяное месторождение) до 0,091 (почти чисто газовое месторождение). Тем не менее сколько-нибудь ясной границы внутри этого класса не намечается.

На материалах по Западной Сибири прослеживаются примерно такие же соотношения, хотя кривые на рис.2 и рис.5 по общей конфигурации различаются. Дело в том, что информация по Верхнесалатскому месторождению сомнительна, о чем уже говорилось выше. Поэтому кривую на рис.5 нужно интерпретировать без первой постановки. Слабый подъем правой части той же кривой по Урало-Поволжью согласуется с тем, что в выборке по Западной Сибири нет газовых месторождений. С учетом этих двух замечаний кривые на рис.2 и 5 в принципе вполне однотипны.

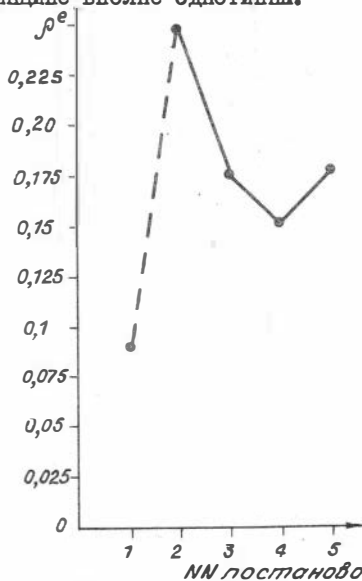


Рис.5. Расстояния между классами в различных постановках по Западной Сибири

По-видимому, использованные методы, при соответствующей их адаптации, могут дать удовлетворительные результаты в любом платформенном нефтегазоносном районе. Они позволяют разделить совокупность перспективных объектов (структурных ловушек) на три класса: нефтяные, газовые и смешанные. Однако внутри последнего класса преимущественно нефтяные и преимущественно газовые объекты не диагностируются.

Разделение классов месторождений проведено по большому набору признаков, но лишь ограниченное число из них имеет существенный информационный вес (табл. 6, 7). Многие признаки с большим информационным весом оказались общими для Урало-Поволжья и Западной Сибири. Причем в Западной Сибири информационные веса выше, чем в Урало-Поволжье видимо потому, что в первом районе общее количество признаков (в том числе и информативных) меньше чем во втором.

Высокоинформативно свойство, отражающее степень выдержанности продуктивных коллекторов. В Урало-Поволжье для нефтяных месторождений свойственна относительно большая выдержанность (признаки I0, II, I2, 5I), а в Западной Сибири - меньшая. Столь же высокоинформативно свойство, отражающее взаимоотношения проницаемых и непроницаемых пород в непродуктивных частях разрезов нефтегазоносных свит. В Урало-Поволжье, судя по признакам 7, 8, 9, 46, 47, 48 для нефтяных месторождений характерна максимальная глинистость этих частей разрезов, а в Западной Сибири (признак 28) - чередование проницаемых и непроницаемых пород. Степень катагенеза, характерная для нефтяных месторождений, в Западной Сибири (признак I5) и в Урало-Поволжье (признак 30) по существу одинаковая. Четвертый общий признак - угленосность продуктивных свит. В Волго-Уральской провинции она положительно связана с нефтеносностью, а в Западно-Сибирской - отрицательно.

Перечисленные выше общие признаки для Урало-Поволжья и Западной Сибири, по-видимому, имеют генетический смысл, но влияют на нефтеносность и газоносность конкретных объектов косвенным образом в связи с другими признаками, часть которых, несомненно, отсутствует в исходной информации.

Имеется еще два признака, скорее всего общего характера. Они выявлены в выборке по Урало-Поволжью, а в информации по Западной Сибири они отсутствуют. Это отношение перитного железа к органическому углероду в глинах продуктивных свит (признак 28)

Таблица 6
Информативные системы признаков
в различных постановках по Урало-Поволжью

постановка № 1			постановка № 2			постановка № 12		
№ приз.	знак	вес	№ приз.	знак	вес	№ приз.	знак	вес
6	+	0,1453	6	+	0,2705	9	+	0,1881
			II	-	0,0781	25	-	0,0893
II	-	0,1304	59	+	0,0667	26	+	0,0893
28	+	0,0986	58	-	0,0595	10	+	0,0881
59	+	0,0754	5	+	0,0525	17	+	0,0628
10	+	0,0733	28	+	0,0522	30	+	0,0612
48	+	0,0611	7	+	0,0457	II	-	0,0533
8	-	0,0583	8	-	0,0357	I	+	0,0353
25	-	0,0527	10	+	0,0333	47	+	0,0347
26	+	0,0527	44	-	0,0301	70	+	0,0346
44	-	0,0477	25	-	0,0246	46	-	0,0313
12	+	0,0365	43	+	0,0237	5	-	0,0307
			48	+	0,0216			
			51	+	0,0216			

Таблица 7
Информативные системы признаков
в различных постановках по Западной Сибири

постановка № 1			постановка № 2			постановка № 6		
№ приз.	знак	вес	№ приз.	знак	вес	№ приз.	знак	вес
8	-	0,170	3	-	0,260	15	-	0,199
16	+	0,079	17	+	0,240	17	+	0,131
3	-	0,060	28	-	0,240	28	-	0,105
28	-	0,053	II	-	0,13	3	-	0,089
7	+	0,044	12	+	0,13	41	+	0,077
9	+	0,044				45	+	0,065
10	-	0,043				5	+	0,054
26	-	0,042				33	+	0,054
17	+	0,041				36	+	0,054

и восстановленность битумоида проницаемых пород по сравнению с битумоидом непроницаемых пород (признаки 25,26). Для нефтяных месторождений характерно повышенное отношение, что свидетельствует о большей мористости, и повышенная восстановленность битумоида проницаемых пород. Последнее обстоятельство обычно вызывается эмиграцией восстановленного битумоида из непроницаемых пород в проницаемые. Оба эти признака обнаруживают вполне ясную генетическую природу, согласующуюся с современными представлениями о происхождении нефти и газа.

Выявлено также несколько информативных признаков регионального характера, выраженных либо в Урало-Поволжье, либо в Западной Сибири. В Урало-Поволжье лишь один такой признак – мощность пачки пород, разделяющей продуктивные пласты. В Западной Сибири – это наличие разломов в фундаменте в пределах зоны питания залежей углеводородами (признак I7), мощность покрывающей толщи (признак 4I) и мощность глин в этой толще (признак 45), расстояние вверх по разрезу от кровли продуктивной толщи до ближайшего регионального перерыва (признак 44). Все эти признаки в отношении нефтяных месторождений имеют положительный знак.

Непосредственное использование рассмотренных выше информативных признаков, которые были выявлены в конкретной постановке задачи в качестве диагностических на нефтяные и газовые месторождения, сильно затруднено и по этой причине едва ли приемлемо. С одной стороны, разделение месторождений на классы надежно осуществляется не по отдельным признакам или наборам из нескольких признаков, а только по довольно обширным комплексам признаков, которые взаимно влияют друг на друга в процессе решения. С другой стороны, региональные особенности отражаются не только на информативности признаков, но и, как показано выше, на их знаках.

Проведенное исследование показывает, что задачу раздельного прогнозирования нефтяных и газовых месторождений следует решать по отдельным регионам и на базе значительной по объему информации, в которую в первую очередь следует включить те признаки, какие получили значительный информационный вес (табл.6,7). По каждому району обучающая совокупность исследуемых объектов должна содержать значительное количество месторождений, разнообразных по фазовым соотношениям углеводородов. Кроме того, по мере накопления опыта решений задач данного профиля неизбежно возникнут возможности для совершенствования методов информационной работы математическими средствами и углубления теоретического понима-

ния "разделяющего" процесса, его геологической и геохимической природы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Распознавание образов гигантских нефтяных месторождений. - В кн.: Проблема нефтеносности Сибири. Новосибирск, "Наука", 1971, с. 34-50. - Авт.: Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. и др.
2. Каштанов В.А., Соколов А.Д. Прогноз продуктивности локальных поднятий до их ввода в бурение. - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 133-151.
3. Бабич В.В. Алгоритмическое описание итерационного метода классифицирования и упорядочения объектов ("Каскад-П"). - В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 27-38.
4. Дмитриев А.Н. Вопросы формализованных постановок геологических задач прогнозно-поискового профиля. - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 3-22.
5. Федосеев Г.С. Предварительный анализ данных в логико-математических исследованиях. - В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 22-42.
6. Соколов А.Д., Ланда Е.И., Бабич В.В. Комплекс программ (П1-П6). - В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 39-56.
7. Дмитриев А.Н., Красавчиков В.О. Процедуры математической обработки описаний нефтяных месторождений. - "Геология и геофизика", 1976, № 11, с. 86-96.

АНАЛИЗ СТРУКТУРНОГО ПЛАНА
ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ
ПЛИТЫ В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ПАЛЕЗОЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ

В последние годы на территории деятельности Томского и Новосибирского территориальных геологических управлений в верхней части палеозойских существенно карбонатных отложений вскрыты преимущественно нефтяные залежи, пространственно тяготеющие к современным контурам локальных поднятий, изображаемых на структурных картах по различным опорным сейсмическим горизонтам, начиная с горизонта "Ф".

Естественно, напрашивается вопрос: не существует ли взаимосвязи между пликативными дислокациями промежуточного комплекса палеозоя и осадочным чехлом, в пределах которых выявлены залежи углеводородов? Так же чрезвычайно важным является установление возраста дислокаций, повлекших за собой формирование залежей в отложениях палеозоя.

По многочисленным публикациям известно, что в пределах Западно-Сибирской плиты формирование залежей газа в юрских отложениях происходило в барреме-апте. Формирование залежей нефти в этих же отложениях началось не ранее сеноманского века и протекало достаточно энергично в течение всего мела. В отложениях неокома формирование залежей нефти и газа началось не ранее середины позднего мела и достигло максимума в конце олигоцена и неогена. Главная зона нефтеобразования, охватывающая нижние горизонты осадочного чехла, судя по палеогеохимическим и палеотектоническим реконструкциям, приходится на конец сеномана [7, 8, 12, 13].

Таким образом, естественным является вывод о том, что на формирование залежей углеводородов в нижних горизонтах осадочного чехла огромное влияние оказывает изменение структурного плана, фиксируемое на верхних горизонтах. В связи с этим возникает вопрос: распространяется ли подобная закономерность и на более древние отложения, в частности, на верхние горизонты палеозоя?

Для выяснения этих взаимосвязей (влияние структурного плана верхних горизонтов на продуктивность нижних) были выбра-

ны два класса эталонных объектов, в первый из которых вошли месторождения с установленной нефтегазоносностью только в палеозойских отложениях, а во второй — только в мезозойско-кайнозойском осадочном чехле (табл.2).

Описание всех эталонных объектов проводилось по признакам, характеризующим их структурно-тектоническое положение, фиксируемое по пяти основным опорным сейсмическим горизонтам, начиная с подошвы домезозойских отложений [5,6] табл.3. Наименование признаков и их нумерация приведены в табл.1. Описание палеозойских месторождений в этом пространстве признаков является аналогом описания непродуктивных в мезозое и кайнозое локальных поднятий, в то время как в пределах контуров последних в отложениях палеозоя открыты залежи углеводородов. Описание же мезозойских месторождений соответствует случаю, когда в пределах контуров локальных поднятий в отложениях палеозоя залежей углеводородов не выявлено.

В связи с вышеизложенной спецификой подборки эталонных объектов допустимой, на наш взгляд, является следующая геологическая постановка задачи: на основе сравнительного анализа морфологии и истории развития пликативных дислокаций осадочного чехла, характеризующих эталонные месторождения мезозоя и палеозоя, найти информативную систему признаков (ИСП) мезозойско-кайнозойского структурного плана, позволяющую различать их друг от друга и способствующую выяснению взаимосвязи тектоники осадочного чехла с нефтегазоносностью палеозоя.

Таблица 1

Таблица структурно-тектонических признаков, описывающих эталонные объекты *)

Группа	П р и з н а к
I	Наличие локального поднятия (л.п.) на структурной карте данного горизонта: 2 — имеется структура; 1 — имеется полуструктура или перегиб; 0 — структурных осложнений нет. Всего 4 признака, № 1-4, исключая второй по порядку горизонт (П ^а).
II	Абсолютная отметка подошвы л.п., км, всего 5 признаков, № 5-9.

*) Пять признаков в каждой группе соответствуют, если это не оговорено, пяти опорным сейсмическим горизонтам.

Группа	П р и з н а к
I	2
III	Абсолютная отметка вершины л.п., км, всего 5 признаков, № 10-14.
IV	Амплитуда л.п. (км), всего 5 признаков, № 15-19.
У	Длина л.п. (км), всего 5 признаков, № 20-24.
УI	Ширина л.п. (км), всего 5 признаков, № 25-29
УII	Удлиненность л.п., всего 5 признаков, № 30-34
УIII	Площадь л.п. (км ²), всего 5 признаков, № 35-39
IX	Объем л.п. (км ³), всего 5 признаков, № 40-44
X	контрастность л.п. (км/км ²) x 1000, всего 5 признаков, № 45-49
XI	прирост амплитуд л.п. (км) за этапы: а) раннесреднеюрский - признак № 50; б) позднеюрско-неокомский - признак № 51; в) апт-сеноманский - признак № 52; г) турон-плейстоценовый - признак № 53
XII	вид унаследованности структурного плана л.п. по смежным сравниваемым горизонтам: 1 - имеются поднятия; 2 - на нижнем горизонте имеется перегиб на верхнем - поднятие; 3 - на нижнем горизонте имеется поднятие, на верхнем - перегиб; 4 - на нижнем горизонте нет осложнений структурного плана, на верхнем - поднятие; 5 - имеются перегибы; 6 - на нижнем горизонте имеется поднятие, на верхнем - нет осложнений структурного плана; 7 - на нижнем горизонте имеется впадина, на верхнем - поднятие; 8 - на нижнем горизонте нет осложнений структурного плана, на верхнем - перегиб, всего 4 признака, № 54-57.
XIII	Расстояние между подошвами л.п. по сравниваемым горизонтам (км), указывающее на: а) положение поверхности домезозойских отложений к концу - 1) нижней + верхней вры - признак № 58; 2) неокома - признак № 59; 3) сеномана - признак № 60; 4) верхнего мела - признак № 61; б) положение поверхности нижнеюрских + верхнеюрских отложений к концу - 1) неокома - признак № 62; 2) сеномана - признак № 63; 3) верхнего

I	2
	мела - признак № 64;
	в) положение поверхности неокомских отложений к концу - 1) сеномана - признак № 65; 2) верхнего мела - признак № 66;
	г) положение поверхности апт-сеномана к концу верхнего мела - признак № 67; всего 10 признаков, № 58-67.
XIV	Расстояние от центра л.п. до центра ближайшей впадины (км), всего 5 признаков, № 68-72.
XV	Абсолютная отметка устья впадины (км), всего 5 признаков, № 73-77.
XVI	Абсолютная отметка дна впадины (км), всего 5 признаков, № 78-82.
XVII	Глубина впадины (км), всего 5 признаков, № 83-87.
XVIII	Длина впадины (км), всего 5 признаков, № 88-92.
XIX	Ширина впадины (км), всего 5 признаков, № 93-97.
XX	Удлиненность впадины (км), всего 5 признаков, № 98-102.
XXI	Площадь впадины (км ²), всего 5 признаков, № 103-107.
XXII	Объем впадины (км ³), всего 5 признаков, № 108-112.
XXIII	Контрастность впадины (км/км ²) x 1000, всего 5 признаков, № 113-117.
XXIV	Прирост глубин впадин (км) за этапы (см. группу XI), всего 4 признака, № 118-121.
XXV	Расстояние между днищами впадин (км), указывающее на: (см. группа XIII), всего 10 признаков, № 122-131.
XXVI	Предполагаемый угол наклона поверхности миграции углеводородов (°), всего 5 признаков, № 132-136.
XXVII	Состав пород фундамента, характеризующих эталонные объекты: 1 - интрузивные породы; 2 - эффузивы (покровы); 3 - кремнистые породы; 4 - аргеллиты; 5 - карбонатные породы; 6 - алевролиты; 7 - песчаники; 8 - эффузивы (дайки); всего 1 признак, № 137.
XXVIII	Целевые признаки (продуктивность палеозойских отложений, признак № 138 и продуктивность мезозойских отложений, признак № 138) - всего 1 признак.

Алгоритмическое решение поставленной геологической задачи проводилось с помощью метода "Целевая итерационная классификация" [1,2], позволяющего проводить автоматическую обработку и анализ информативности имеющихся данных по эталонным объектам и предназначенного для решения задач, сводимых к задачам распознавания образов. Данный метод хорошо зарекомендовал себя при решении ряда задач нефтяной и рудной тематики [3,4]. Поскольку решение данной геологической задачи проводилось с помощью математических средств и ЭВМ, вслед за геологической постановкой задачи была проведено ее формализованная постановка. Формализованная постановка задачи включает в себя: с одной стороны, выявление требуемого логического смысла в математических средствах ее решения по отношению к заданной цели и исходной информации, т.е. логический смысл является основой выбора средств решения задачи; с другой стороны, сами математические средства предъявляют к исходной информации определенные формально-логические требования, которые также оказывают влияние на процесс постановки задачи, вплоть до уточнения цели исследования. В каждом конкретном случае на формализованном уровне постановки задачи между этими сторонами должно быть достигнуто определенное "единство", что во многом предопределяет ее успешное решение с помощью математических методов и ЭВМ. В процессе формализованной постановки была задана исходная информация с разбиением эталонных объектов на два класса по целевому признаку, а также были выбраны программа для ЭВМ и режим ее работы.

Исходная информация представлена в виде таблицы (табл.2) размером $m \times n$, где $m = 16$ - число эталонных объектов; $n = 137$ - число характеристических признаков (табл.2).

В качестве целевого признака $(n+1) = 138$ был взят признак "продуктивность палеозойских отложений", поскольку наиболее важной в интерпретационном плане является именно эта характеристика эталонных объектов, хотя аналогичное разбиение на классы дает и признак "продуктивность мезозоя", но с обратной ориентацией кода.

В связи с тем, что направление кода целевого признака влияет на интерпретацию направленности кода характеристических признаков, выбираемых в информативной системе, для машинного этапа решения задачи была выбрана программа "Цикл-2", в которой направленность кода наряду с информационным весом признака имеет важное значение при интерпретации.

Таблица 2

№ п/п	№ призна- ков Наименов. объектов	I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II	I 2	I3	I4
		I	Чкаловское	0	0	I	I	3,7	2,55	1,56	0,89	0,45	3,7	2,525	1,56
2	Ай-Кагальское	2	2	2	I	3,4	2,7	1,50	0,74	0,45	3,3	2,625	1,48	0,74	0,45
3	Останинское	2	2	2	2	2,6	2,4	1,30	0,50	0,16	2,5	2,325	1,28	0,49	0,15
4	Урманское	2	2	0	2	3,0	2,6	1,40	0,63	0,26	2,9	2,525	1,39	0,63	0,23
5	Н-Табаганское	2	2	I	2	3,0	2,55	1,38	0,61	0,24	2,7	2,475	1,32	0,61	0,23
6	Калиновое	0	2	2	2	3,1	2,50	1,30	0,56	0,18	3,1	2,475	1,27	0,55	0,17
7	Сев.Васпганское	2	2	2	2	2,6	2,3	1,30	0,64	0,34	2,3	2,175	1,20	0,53	0,27
8	Красноярское	0	2	2	2	2,4	2,2	1,26	0,64	0,34	2,4	2,175	1,24	0,59	0,31
9	С.Нурольское	2	I	2	2	2,6	2,35	1,34	0,66	0,38	2,4	2,325	1,34	0,65	0,37
10	Ключевское	2	2	2	I	2,6	2,4	1,38	0,64	0,45	2,5	2,375	1,36	0,63	0,45
II	Верх.Салатское	2	I	I	2	2,7	2,35	1,34	0,63	0,32	2,5	2,225	1,34	0,63	0,29
I2	Ю.Мыльдинское	2	2	I	2	2,6	2,35	1,30	0,69	0,30	2,5	2,275	1,28	0,59	0,29
I3	Шингинское	I	2	2	I	3,3	2,50	1,38	0,70	0,33	3,3	2,475	1,36	0,69	0,33
I4	Дугинецкое	2	2	2	2	2,8	2,35	1,30	0,52	0,20	2,3	2,175	1,16	0,49	0,19
I5	Зап.Останинское	2	2	0	I	2,6	2,45	1,30	0,57	0,19	2,5	2,375	1,28	0,57	0,19
I6	Мирное	2	2	I	I	2,6	2,40	1,34	0,57	0,21	2,5	2,325	1,32	0,57	0,21

Таблица 2 (продолжение I)

	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
I	0	0,025	0	0	0	0	15	0	0	0	0	11	0	0	0	0	1,36	0	0	0
2	0,1	0,075	0,02	0	0	6	10	4	0	0	3	4	3	0	0	2,0	2,5	1,33	0	0
3	0,1	0,075	0,02	0,01	0,01	10	14	12	21	10	5	12	4	7	4	2,0	1,17	3,0	3,0	2,5
4	0,1	0,075	0,01	0	0,03	20	10	8	0	12	6	10	7	0	4	3,3	1,0	1,14	0	3,0
5	0,3	0,075	0,06	0	0,01	20	17	10	0	7	10	6	5	0	3	2,0	2,83	2,00	0	2,33
6	0	0,025	0,03	0,01	0,01	0	8	17	14	16	0	6	7	7	5	0	1,33	2,43	2,0	3,2
7	0,3	0,125	0,10	0,10	0,07	16	20	40	35	35	13	15	15	20	17	1,23	1,33	2,66	1,75	2,06
8	0	0,025	0,02	0,05	0,03	0	7	12	35	20	0	4	5	15	10	0	1,75	2,4	2,33	2,0
9	0,2	0,025	0	0,01	0,01	10	10	0	5	6	3	4	0	4	2	3,33	2,5	0	1,25	3,0
10	0,1	0,025	0,02	0,01	0	9	8	5	7	0	5	6	3	3	0	1,8	1,33	1,66	2,33	0
11	0,2	0,125	0	0	0,03	17	12	0	0	8	4	6	0	0	5	4,25	2,0	0	0	1,6
12	0,1	0,075	0,02	0	0,01	10	10	5	0	4	4	3	3	0	2	2,5	3,33	1,66	0	2,0
13	0	0,025	0,02	0,01	0	0	12	7	7	0	0	4	5	3	0	0	3,0	1,40	2,33	0
14	0,5	0,175	0,14	0,03	0,05	38	35	44	30	35	25	28	27	20	25	1,52	1,25	1,63	1,50	1,40
15	0,1	0,075	0,02	0	0	10	13	7	0	0	5	4	5	0	0	2,0	3,25	1,40	0	0
16	0,1	0,075	0,02	0	0	13	23	42	0	0	3	6	15	0	0	4,33	3,33	2,8	0	0

Таблица 2 (продолжение 2)

35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
0	I65	0	0	0	0	4,125	0	0	0	0	0,15	0	0	0	0,025	0,025	0	0
I8	40	I2	0	0	I,8	3,0	0,24	0	0	5,5	I,87	I,66	0	0	-0,025	0,073	-0,02	0
50	I68	48	I47	40	5,0	I2,6	0,96	I,47	0,4	2	0,44	0,42	0,07	0,25	-0,025	0,073	-0,01	0
I20	I00	56	0	48	I2,0	7,5	0,56	0	I,44	0,8	0,75	0,17	0	0,62	-0,025	0,074	-0,01	0,03
200	I02	50	0	2I	60,0	7,65	3,0	0	0,2I	I,5	0,74	I,20	0	0,47	-0,225	0,0I5	-0,06	0,0I
0	48	II9	98	80	0	I,2	3,57	0,98	0,80	0	0,5	0,26	0,1	0,12	0,025	0,022	-0,02	0
208	300	600	700	595	62,4	37,5	60,0	70,0	4I,65	I,44	0,4I	0,17	0,14	0,12	-0,175	0,025	0	-0,03
0	28	60	525	200	0	0,7	I,2	26,25	6,0	0	0,9	0,33	0,09	0,15	0,025	0,05	0,03	-0,02
30	40	0	20	I2	6,0	I,0	0	0,2	0,12	6,6	6,25	0	0,5	0,83	-0,175	0,025	0,01	0
45	48	I5	2I	0	4,5	I,2	0,30	0,2I	0	2,2	0,52	0,66	0,47	0	-0,075	0,05	-0,01	-0,01
68	I2	0	0	40	I3,6	9,0	0	0	I,2	3	I,73	0	0	0,75	-0,075	0,125	0	0,03
40	30	I5	0	8	4,0	2,25	0,30	0	0,08	2,5	2,5	0,66	0	I,25	-0,025	0,055	-0,02	0,01
0	48	35	2I	0	0	I,2	0,70	0,2I	0	0	0,52	0,57	0,47	0	0,025	0,005	-0,01	-0,01
950	980	II88	600	875	495	I7I,5	I66,3	I8,0	43,75	I	0,18	0,11	0,05	0,06	-0,325	0,035	-0,11	0,02
50	52	35	0	0	5,0	3,9	0,7	0	0	2	I,44	0,57	0	0	-0,025	0,055	-0,02	0
39	I20	630	0	0	3,9	9,0	I2,6	0	0	2,5	0,62	0,03	0	0	-0,025	0,055	-0,02	0

Таблица 2 (продолжение 3)

54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
4	6	8	5	1,15	2,14	2,81	3,25	0,99	1,66	2,10	0,67	1,11	0,44	15	25	45	12	17
1	1	3	5	0,7	1,90	2,66	2,95	1,2	1,96	2,25	0,76	1,05	0,29	30	30	30	35	38
1	1	1	1	0,2	1,30	2,10	2,45	1,1	1,90	2,26	0,80	1,14	0,34	25	25	45	30	95
1	1	6	4	0,4	1,60	2,37	2,74	1,2	1,97	2,34	0,77	1,14	0,37	50	10	15	78	65
1	1	3	2	0,45	1,62	2,39	2,76	1,77	1,94	2,31	0,77	1,14	0,37	25	14	15	94	95
4	1	1	1	0,60	1,80	2,54	2,92	1,20	1,94	2,32	0,74	1,12	0,38	15	18	35	100	110
1	1	1	1	0,30	1,30	1,96	2,26	1,00	1,66	1,96	0,66	0,96	0,30	30	35	55	40	23
4	1	1	1	0,20	1,14	1,76	2,06	0,94	1,56	1,56	0,62	0,92	0,30	27	30	40	65	50
1	3	1	1	0,25	1,26	1,94	2,22	1,01	1,69	1,97	0,68	0,96	0,28	40	39	50	46	47
1	1	1	3	0,20	1,22	1,96	2,15	1,02	1,76	1,95	0,74	0,93	0,19	42	48	40	58	37
1	3	5	2	0,35	1,36	2,07	2,38	1,01	1,72	2,03	0,71	1,02	0,31	10	64	42	36	34
1	1	5	2	0,25	1,30	2,01	2,30	1,05	1,76	2,05	0,71	1,00	0,29	13	50	36	40	40
2	1	1	3	0,80	1,32	2,60	2,97	1,12	1,50	2,17	0,68	1,05	0,37	58	42	36	38	44
1	1	1	1	0,45	1,50	2,28	2,60	1,05	1,83	2,15	0,78	1,10	0,32	60	41	50	47	60
1	1	6	8	0,15	1,30	2,03	2,41	1,15	1,88	2,26	0,73	1,11	0,38	25	26	32	70	80
1	1	3	5	0,20	1,26	2,03	2,39	1,06	1,83	2,19	0,77	1,13	0,36	28	25	75	21	12

Таблица 2 (продолжение 4)

73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92
3,8	2,65	1,58	0,90	0,52	3,9	2,675	1,60	0,91	0,53	0,1	0,025	0,02	0,01	0,01	18	12	21	40	20
4,0	3,10	1,70	0,88	0,56	4,3	3,15	1,72	0,91	0,59	0,3	0,050	0,02	0,03	0,03	45	29	46	46	44
3,2	2,55	1,42	0,58	0,44	3,3	2,575	1,44	0,59	0,45	0,1	0,025	0,02	0,01	0,01	25	20	32	32	40
4,0	2,7	1,42	0,76	0,44	4,1	2,725	1,44	0,81	0,45	0,1	0,025	0,02	0,05	0,01	25	12	32	65	40
3,2	2,65	1,42	0,76	0,44	3,5	2,725	1,44	0,81	0,45	0,3	0,075	0,02	0,05	0,01	50	20	32	65	40
3,2	2,65	1,42	0,76	0,44	3,3	2,725	1,44	0,81	0,45	0,1	0,075	0,02	0,05	0,01	25	20	32	65	40
3,6	2,7	1,82	0,90	0,44	3,9	2,875	1,84	0,91	0,47	0,3	0,175	0,02	0,01	0,03	30	30	30	40	52
3,6	2,7	1,54	1,08	0,56	3,9	2,875	1,56	1,09	0,57	0,3	0,175	0,02	0,01	0,01	30	30	30	10	15
3,6	2,7	1,54	0,90	0,56	3,7	2,875	1,56	0,91	0,57	0,1	0,175	0,02	0,01	0,01	25	30	30	9	15
3,6	2,9	1,62	0,88	0,56	3,7	2,875	1,68	0,89	0,57	0,1	0,025	0,06	0,01	0,01	25	10	25	35	15
2,8	2,9	1,58	0,76	0,44	2,9	3,05	1,60	0,81	0,45	0,1	0,150	0,02	0,05	0,01	8	24	10	65	40
2,8	2,7	1,58	0,76	0,44	2,9	2,775	1,60	0,81	0,45	0,1	0,075	0,02	0,05	0,01	8	35	50	65	40
4,0	2,7	1,58	0,76	0,44	4,1	2,775	1,60	0,81	0,45	0,1	0,075	0,02	0,05	0,01	25	35	50	65	40
4,0	2,7	1,58	0,76	0,44	4,1	2,775	1,60	0,81	0,45	0,1	0,075	0,02	0,05	0,01	25	35	50	65	40
3,2	2,65	1,42	0,76	0,44	3,3	2,725	1,44	0,81	0,45	0,1	0,075	0,02	0,05	0,01	25	26	32	65	40
3,2	2,55	1,42	0,58	0,22	3,3	2,575	1,44	0,59	0,23	0,1	0,025	0,02	0,01	0,01	25	20	32	32	22

Таблица 2 (продолжение 5)

93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109
4	5	20	8	10	4,5	2,4	1,05	5,0	2,0	72	60	420	320	200	7,2	1,5
20	17	15	15	25	2,25	1,7	3,06	3,06	1,76	900	493	690	690	1100	27,0	24,65
10	7	12	12	20	2,5	2,86	2,66	2,66	2,0	250	140	384	384	800	25,0	3,50
10	3	12	20	20	2,5	4,0	2,66	3,02	2,0	250	36	384	1300	800	25,0	0,9
20	10	12	20	20	2,5	2,0	2,66	3,02	2,0	1000	200	384	1300	800	300,0	15,0
10	10	12	20	20	2,5	2,0	2,66	3,02	2,0	250	200	384	1300	800	25,0	15,0
12	15	10	8	8	2,5	2,0	3,0	5,0	6,5	360	450	300	320	416	108,0	78,75
12	15	5	7	10	2,5	2,0	6,0	1,43	1,5	360	450	150	70	150	108,0	78,75
7	15	5	5	10	3,57	2,0	6,0	1,8	1,5	175	450	150	45	150	17,5	78,75
7	5	12	5	10	3,57	2,0	2,08	7,0	1,5	175	50	300	175	150	17,5	1,25
4	8	5	20	20	2,0	3,0	2,0	2,0	32	32	192	50	1300	800	3,2	28,80
4	15	11	20	20	2,0	2,33	4,54	3,02	2,0	32	525	550	1300	800	3,2	39,38
10	15	11	20	20	2,5	2,33	4,54	3,02	2,0	250	525	550	1300	800	25,0	39,38
10	15	11	20	20	2,5	2,33	4,54	3,02	2,0	250	525	550	1300	800	25,0	39,38
10	10	12	20	20	2,5	2,60	2,66	3,02	2,0	250	260	384	1300	800	25,0	19,50
10	7	12	12	10	2,5	2,85	2,66	2,66	2,2	250	140	384	384	220	25,0	3,50

Таблица 2 (продолжение 6)

	II0	III	II2	II3	II4	II5	II6	II7	II8	II9	I20	I21	I22	I23
	8,4	3,2	2,0	1,39	0,41	0,05	0,03	0,05	-0,075	-0,05	-0,01	0	1,225	2,30
	13,8	20,7	33,0	0,33	0,1	0,03	0,04	0,03	-0,250	-0,03	0,01	0	1,15	2,58
	7,68	3,84	8,0	4	0,18	0,05	0,03	0,01	-0,075	-0,05	-0,01	0	0,725	1,86
	7,68	65,0	8,0	4	0,7	0,05	0,04	0,01	-0,075	-0,05	0,03	-0,04	1,375	2,66
	7,68	65,0	8,0	0,3	0,37	0,05	0,04	0,01	-0,225	-0,055	0,03	-0,04	0,775	2,06
	7,68	65,0	8,0	4	0,37	0,05	0,04	0,01	-0,025	-0,055	0,03	-0,04	0,575	1,86
	6,0	3,2	12,48	0,83	0,39	0,06	0,03	0,07	-0,125	-0,155	-0,01	0,02	1,025	2,06
	3,0	0,7	1,5	0,83	0,39	0,13	0,41	0,06	-0,125	-0,155	-0,01	0	1,025	2,34
	3,0	0,45	1,5	0,57	0,39	0,13	0,22	0,06	+0,075	-0,155	-0,01	0	0,825	2,14
II	18,0	1,75	1,5	0,57	0,5	0,2	0,28	0,06	-0,075	0,035	-0,05	0	0,825	2,02
	1,0	65,0	8,0	3	0,78	0,4	0,04	0,01	+0,050	-0,13	0,03	-0,04	0	1,30
	II,0	65,0	8,0	3	0,14	0,04	0,04	0,01	-0,025	-0,055	0,03	-0,04	0,125	1,30
	II,0	65,0	8,0	4	0,14	0,04	0,04	0,01	-0,025	-0,055	0,03	-0,04	1,325	2,50
	II,0	65,0	8,0	4	0,14	0,04	0,04	0,01	-0,025	-0,055	0,03	-0,04	1,325	2,50
	7,68	65,0	8,0	4	0,28	0,05	0,04	0,01	-0,025	-0,055	0,03	-0,04	0,575	1,86
	7,68	3,84	2,2	4	0,18	0,05	0,03	0,04	-0,075	-0,005	-0,01	0	0,725	1,86

Таблица 2 (окончание)

I24	I25	I26	I27	I28	I29	I30	I31	I32	I33	I34	I35	I36	I37	I38	I38
2,99	3,37	1,075	1,76	2,14	0,69	1,07	0,38	0,013	0,002	0,004	0,0017	0,0047	5	I	0
3,39	3,71	1,43	2,24	2,56	0,81	1,13	0,32	0,033	0,004	0,001	0,0048	0,0037	5	I	0
2,71	2,85	1,13	1,98	2,12	0,85	0,99	0,14	0,032	0,004	0,001	0,0033	0,0003	5	I	0
3,29	3,65	1,28	1,91	2,27	0,63	0,99	0,26	0,024	0,10	0,003	0,0023	0,0034	5	I	0
2,69	3,05	1,28	1,91	2,27	0,63	0,99	0,26	0,032	0,01	0,005	0,0021	0,0024	5	I	0
2,49	2,85	1,28	1,90	2,27	0,63	0,99	0,26	0,013	0,005	0,002	0,0026	0,0025	8	I	0
2,99	3,43	1,03	1,96	2,40	0,93	1,37	0,44	0,033	0,02	0,002	0,0095	0,0087	2	0	I
2,81	3,33	1,31	1,78	2,30	0,47	0,99	0,52	0,055	0,006	0,001	0,0077	0,0052	6	0	I
2,79	3,13	1,31	1,96	2,30	0,47	0,99	0,34	0,032	0,005	0	0,0060	0,0042	5	0	I
2,81	3,13	1,19	1,98	2,30	0,79	1,11	0,32	0,028	0,001	0,002	0,0044	0,0032	6	0	I
2,09	2,45	1,45	2,24	2,60	0,79	1,15	0,36	0,04	0,004	0	0,0050	0,0047	5	0	I
2,09	2,45	1,17	1,96	2,32	0,79	1,15	0,36	0,023	0,003	0,001	0,0055	0,004	5	0	I
3,29	3,65	1,17	1,96	2,32	0,79	1,15	0,36	0,013	0,002	0,001	0,0030	0,0027	2	0	I
3,29	3,65	1,17	1,96	2,32	0,79	1,15	0,36	0,030	0,006	0,003	0,0068	0,0050	5	0	I
2,49	2,85	1,28	1,91	2,27	0,63	0,99	0,36	0,032	0,005	0,001	0,0034	0,0032	5	0	I
2,71	3,07	1,13	1,98	2,34	0,85	1,21	0,36	0,028	0,004	0	0,0010	0,0033	3	0	I

Итак, машинное решение задачи проводилось по программе "Цикл-2" на ЭВМ М-222 при следующих значениях параметров, задающих режим ее работы и позволяющих получить наилучшее решение при выборе информативной системы признаков относительно разделения объектов двух выделенных классов: $h_1 = 0,3$; $h_2 = 10$; $\gamma_1 = \gamma_2 = 0,85$; $\alpha_1 = \alpha_2 = 0,5$ [2].

Окончательное машинное решение при выборе информативной системы признаков было получено за 110 алгоритмических итераций в течение 12 мин. счета. Полученные результаты (рис.1, 2 и табл.3) являются основой для интерпретации и предварительных выводов.

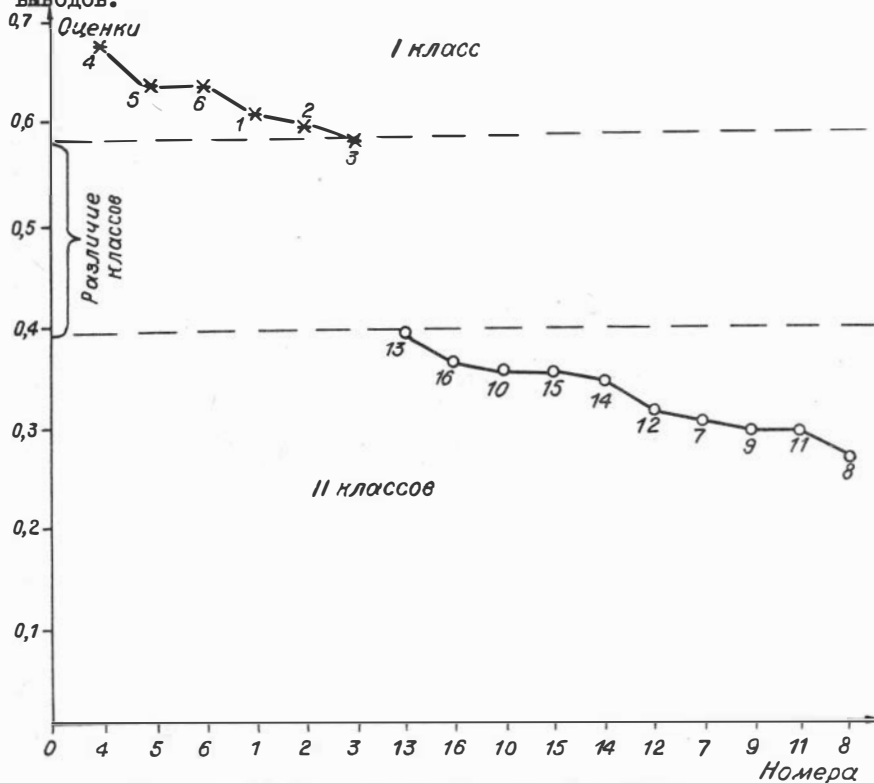


Рис.1. Нормированные оценки эталонных объектов

На рис.1 представлены нормированные оценки эталонных объектов I класса (продуктивные в палеозое и "пустые" в мезозое) и II класса ("пустые" в палеозое и продуктивные в мезозое), полу-

ченные по информативной системе признаков. Причем теоретически максимально возможная нормированная оценка эталонного объекта может быть равна 1, а минимально возможная — 0. Как видно из рис. 1 информативная система признаков полностью разделяет эталонные классы с разницей оценок в 0,19 между худшим объектом I класса и лучшим объектом II класса.

В информативную систему признаков вошли 35 параметров (рис. 2). Сумма всех информационных весов признаков в ИСП равна 1, поэтому информационные веса каждого признака, или суммарный вес группы признаков означает одновременно и приходящуюся на них долю всей информации, содержащейся в системе признаков. В дальнейшем долю этой информации мы будем выражать в %, т.е. умножать на 100.

В полученной информативной системе признаков (ИСП) по значениям информационных весов можно выделить три группы признаков. В группу наиболее информативных входят признаки № II, I3I, 34, 84, 83, 72, 3I, 66, IOI и II8, несущие 59,8 % всей информации ИСП. Из них наиболее информативный признак (№ II) имеет информационный вес, равный 0,104 суммарной информативности. Минимальной информативностью в этой группе обладает признак № II8 с информационным весом, равным 0,038.

Вторая группа объединяет признаки № 69, 97, 68, 93, 94, 6, IO9, I92, 5, I, 7, несущие 27,7 % информации с диапазоном изменения значений информационного веса от 0,032 до 0,016. Эти две группы содержат основную часть всей информации (87,5 %) и наиболее существенны в ИСП.

Оставшиеся 12,5 % информации приходятся на I3 признаков третьей группы, т.е. роль каждого признака этой группы в среднем составляет не более 1 %.

Для формализованного анализа и геологической интерпретации полученной ИСП была составлена таблица распределения информативности признаков по группам, выделенным на структурно-тектонической основе (табл. 3).

Как видно из таблицы, наибольшую информативность (33,9 %) несут признаки, описывающие эталонные объекты по горизонту II^a (кровля отложений заводоуковской серии, или ее аналогов — нижняя + верхняя юра). Следующей по величине информативностью (20,2 %) обладают признаки по горизонту Ф (поверхность домезозойских отложений — верхи палеозоя). Несколько меньшую информативность

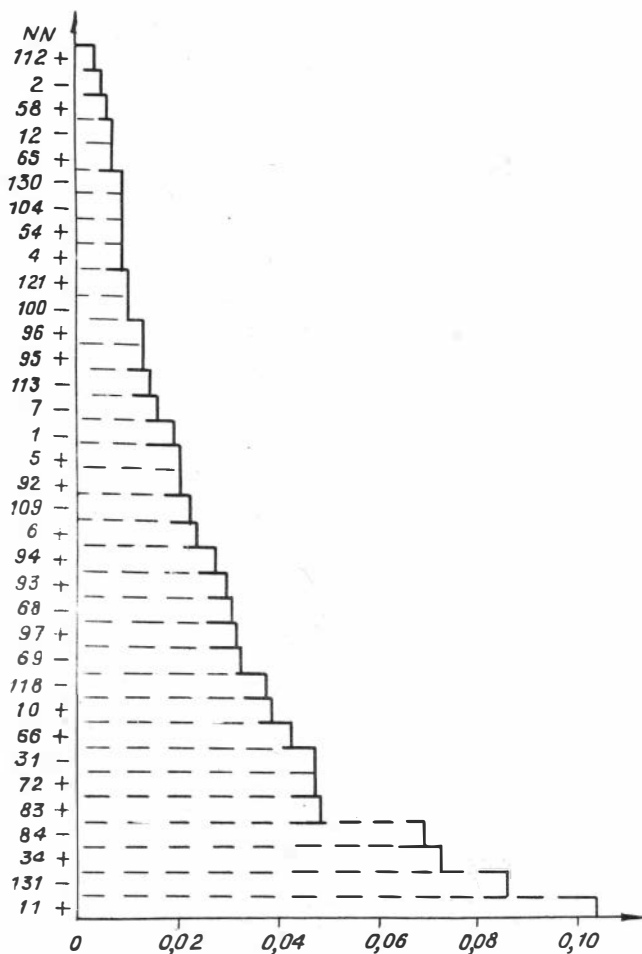


Рис.2. График упорядочения признаков по информативности

Таблица 3

№	Горизонт	Кол-во признаков в ИСП	Суммарная информат. признаков в ИСП, %	Распределение информативности признаков по пликативным дислокациям			
				локальные поднятия		впадины	
				суммарн. информ. %	доля суммарн. информ. призн. от "всего"	суммарн. информ. %	доля суммар. информ. призн. от "всего"
1	П ^а	8	33,9	17,6	0,46	16,3	0,27
2	Ф	7	20,2	7,8	0,20	12,4	0,20
3	У ^а	6	18,7	8,2	0,21	10,5	0,17
4	ЛУ-У ^а	2	9,6	0	0	9,6	0,16
5	Ф-П ^а	3	5,3	1,5	0,04	3,8	0,06
6	Ш-У ^а	2	5,2	0	0	5,2	0,08
7	Ш	5	5,1	2,8	0,07	2,3	0,04
8	ЛУ	1	1,3	0	0	1,3	0,02
9	Ш-ЛУ	1	0,7	0,7	0,02	0	0
10	Ф-Ш	0	0	0	0	0	0
11	Ф-ЛУ	0	0	0	0	0	0
12	Ф-У ^а	0	0	0	0	0	0
13	П ^а -Ш	0	0	0	0	0	0
14	П ^а -ЛУ	0	0	0	0	0	0
15	П ^а -У ^а	0	0	0	0	0	0
Итого по отдельным горизонтам		27	79,2	36,4	0,94	42,8	0,70
Итого по взаимосвязи горизонтов		8	20,8	2,2	0,06	18,6	0,30
"Всего"		35	100	38,6	1,00	61,4	1,00

(18,7 %) имеют признаки, снятые по горизонту $У^a$ (кровля отложенный ганькинской свиты или ее аналогов – верхний мел). Далее, по убывающей информативности (9,6 %) располагается группа признаков, описывающих положение поверхности отложений покурской свиты или ее аналогов (гор. $IУ$) к концу верхнего мела (гор. $У^a$). Следующая группа признаков, отражающих положение поверхности: а) домезозойских отложений (гор. Φ) к концу юры (гор. $П^a$) и б) алымской свиты или ее аналогов (гор. Ш – нижний мел) к концу верхнего мела (гор. $У^a$), а также описывающих особенности структурного плана эталонных объектов по горизонту Ш (нижний мел), несет примерно равную информацию (5,3 %; 5,2 %; 5,1 % соответственно). Наименьший в ИСП информативностью (1,3 %) обладают признаки, описывающие структурный план эталонных объектов по горизонту $IУ$ (кровля отложений покурской свиты или ее аналогов – низы верхнего мела) и положение поверхности алымской свиты, или ее аналогов (гор. Ш – нижний мел) к началу верхнего мела (гор. $IУ$).

При рассмотрении распределения суммарной информативности признаков как по отдельным горизонтам ($П^a$, Φ , $У^a$, Ш и $IУ$), так и по их взаимосвязям ($IУ-У^a$, $\Phi-П^a$, $\text{Ш}-У^a$, $\text{Ш}-IУ$) (табл. 3), отмечается резкое (79,2 % против 20,8 %) преобладание информативности признаков, описывающих эталонные объекты по отдельно взятым горизонтам, при этом на долю нижних горизонтов (Φ и $П^a$) приходится около двух третей этой информации. Информативность признаков, описывающих взаимосвязи горизонтов (положение поверхности нижележащих отложений к концу формирования вышележащих толщ – см. выше), как уже указывалось, составляет лишь пятую часть (20,8 %) всей информации.

В связи с тем, что эталонные объекты были описаны признаками, взятыми по опорным сейсмическим горизонтам как в пределах контуров локальных поднятий, так и во впадинах, целесообразно рассмотреть распределение информативности признаков по этим элементам структурного плана региона. Как видно из табл. 3, суммарная информативность признаков, относящихся к локальным поднятиям (38,6 %), в полтора раза меньше суммарной информативности (61,4%) признаков, описывающих эталонные объекты в пределах впадин. При этом на долю всех отдельных горизонтов в пределах контуров локальных поднятий приходится 0,34 части от всей информации по их признакам. На долю взаимосвязей горизонтов остается ничтожно

малая часть информации (0,06). Для впадин также наблюдается преобладание информации по всем отдельным горизонтам (0,7 частей) (табл.3). Однако это преобладание уже не столь доминирующее, как это отмечается для локальных поднятий.

Доля информативности признаков по нижним горизонтам (Ф, П^а) в пределах контуров локальных поднятий составляет две трети всей их информации. По впадинам на нижние горизонты приходится около половины информации признаков, снимаемых в их пределах.

Проведенный анализ показывает, что наибольшую информативность в ИСП (79,2 %) несут признаки, взятые по всем отдельным горизонтам, при этом две трети этой информации принадлежит признакам по нижним горизонтам (Ф, П^а).

По пликативным дислокациям распределение информации неравномерное. Признаки, описывающие локальные поднятия, содержат информацию в 1,5 раза меньшую информации признаков по впадинам, при этом преобладающее значение в описании эталонных объектов в пределах локальных поднятий приобретают признаки, характеризующие их морфологию (0,94 части) информации признаков по локальным поднятиям. Для впадин информативность признаков, характеризующих морфологию, составляет две трети, а историю развития — одну треть от информативности признаков по впадинам.

На основе проведенных исследований можно сделать некоторые предварительные геологические обобщения. В случае унаследованности структурного плана отложений палеозоя и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты [8, 9, 10, 11] , влияние последнего на нефтегазоносность верхних горизонтов палеозоя довольно ощутимое, о чем свидетельствует четкое разделение (с помощью математических методов и ЭВМ) эталонных объектов (месторождения палеозоя и мезозоя, рис.1) на два самостоятельных класса, описанных в признаковом пространстве только на структурной основе мезозоя и кайнозоя.

На унаследованность структурного плана мезозоя от палеозоя указывает довольно высокая (59,4 %) информативность признаков, описывающих поверхность домезозойских отложений (верхи палеозоя — горизонт Ф), поверхность заводоуковской серии или ее аналогов (нижняя + верхняя юра — горизонт П^а) и положение поверхности домезозойских отложений к концу верхней юры (горизонты Ф-П^а).

Обращает на себя внимание довольно высокая (18,7 %) инфор-

мативность признаков, описывающих поверхность отложений ганьжинской свиты или ее аналогов (горизонт У-конец мела). В связи с тем, что на исследуемой территории вышележащие опорные сейсмические горизонты не выделены, указанная высокая информативность признаков по горизонту У^а, вероятно, подтверждает выводы многочисленных исследователей о влиянии новейшей (послемеловой) тектоники на формирование залежей углеводородов, в данном случае и в отложениях верхов палеозоя.

Высокая суммарная информативность признаков, описывающих эталонные объекты по поверхности домезозойских (гор.Ф) и ниже-верхнеурских отложений (гор.П^а), составляющая 54,1 % от всей информативности признаков в ИСП, дает основание сделать вывод о том, что залежи углеводородов в верхах палеозоя начали формироваться в раннемезозойский этап с усилением нефтегазообразования за ниже-верхнеурское время.

Преобладание суммарной информативности признаков, описывающих эталонные объекты в пределах контуров впадин, над их информативностью по локальным поднятиям (табл.3), вероятно, отражает (в случае унаследованности структурного плана) большое влияние областей генерации углеводородов на нефтегазоносность. При этом для локальных поднятий, в пределах которых встречены залежи нефти и газа в отложениях палеозоя, характерно преобладание информативности признаков по нижним горизонтам, что также подтверждает ранее сделанные выводы об унаследованности структурного плана и возрасте залежей.

Равные величины информации по нижним и верхним горизонтам в пределах впадин, вероятно, отражают непрерывность процессов их прогибания начиная с домезозойского времени.

Отсутствие в ИСП признаков по поверхности отложений покурской свиты или их аналогов (гор.ІV, ІV-У^а, табл.3), возможно, свидетельствует о перестройке структурного плана локальных поднятий к началу верхнего мела.

Отсутствие в ИСП признаков, характеризующих положение поверхности домезозойских и ниже + верхнеурских отложений к концу нижнего мела, началу и концу верхнего мела (гор.Ф-Ш; Ф-ІV; Ф-У^а; П^а- ІV; П^а- У^а, табл.3), также подтверждает вывод о том, что только нижние горизонты осадочного чехла (гор.Ф-П^а) оказывали влияние на формирование залежей углеводородов в палеозойских отложениях,

ЛИТЕРАТУРА

1. Бишаев А.А. Метод целевой итерационной классификации ("Цикл") – В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 70–92.
2. Бишаев А.А. Комплекс программ к методу "Целевая итерационная классификация" ("Цикл"). – В кн.: Программные комплексы для целевой обработки информации. Новосибирск, 1977, с. 57–78.
3. Вытемирская О.П., Карбышев В.Д. Опыт математической обработки геохимических данных в нефтяной геологии. Новосибирск, "Наука", 1976, II 9 с.
4. Карбышев В.Д., Бишаев А.А., Золотухин В.В. и др. Перспектива рудоносности дифференцированных интрузий севера Сибирской платформы (на основе логико-математических методов обработки геологической информации) – В кн.: Петрология и перспективы рудоносности траппов севера Сибирской платформы. Новосибирск, "Наука", 1978, с. 216–258.
5. Каштанов В.А., Соколов А.Д. Структурно-тектонические факторы как основа при прогнозе продуктивности локальных поднятий до их ввода в бурение с применением ЭВМ. – В кн.: Тектоника нефтегазоносных областей Сибири и Дальнего Востока. (тезисы докладов). Тюмень, 1975, с. II7–II8 (Труды Зап.-Сиб. НИГНИ, вып. 95).
6. Каштанов В.А., Соколов А.Д. Прогноз продуктивности локальных поднятий до их ввода в бурение (на примере мезозойско-кайнозойских отложений севера Западно-Сибирской). – В кн.: Логико-математическая обработка геологической информации. Новосибирск, 1976, с. 133–151.
7. Конторович А.Э., Трофимук А.А. К методике изучения истории залежей нефти и газа. – "Геология нефти и газа", 1973, № 7, с. 18–24.
8. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., "Недра", 1975, с. 576–586.
9. Крылов Н.А., Гарецкий Р.Г., Наливкин В.Д., Нестеров И.И. Особенности геологического строения чехла молодых платформ и перспективы их нефтегазоносности. – В кн.: Молодые платформы и их нефтегазоносность. М., "Наука", 1975, с. 69–79.
10. Мирчинк М.Ф., Амурский Г.И., Бененсон В.А., Кунин Н.Я. Геоструктурные условия залегания палеозойских образований в преде-

- лах молодых платформ и их нефтегазоносность. - В кн.: Молодые платформы и их нефтегазоносность М., "Наука", 1975, с. 14-40.
11. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности. Отв. ред. Трофимук А.А., Вышемирский Б.С., Новосибирск, "Наука", 1976, с. 196-211.
12. Прозорович Г.Э., Зарипов О.Г., Валоженич З.К. Вопросы литологии нефтегазоносных отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской низменности. Тюмень, 1970, 185 с. (Труды Зап.-Сиб. НИГНИ, вып. 26).
13. Салманов Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа М., "Недра", 1974, 260 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ СТРУКТУРНЫХ ПЛАНОВ
ГЛУБИНЫХ ГОРИЗОНТОВ БАЛАХНИНСКОГО МЕГАВАЛА ЕНИСЕЙ-
ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА

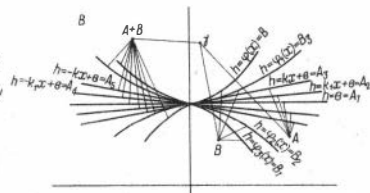
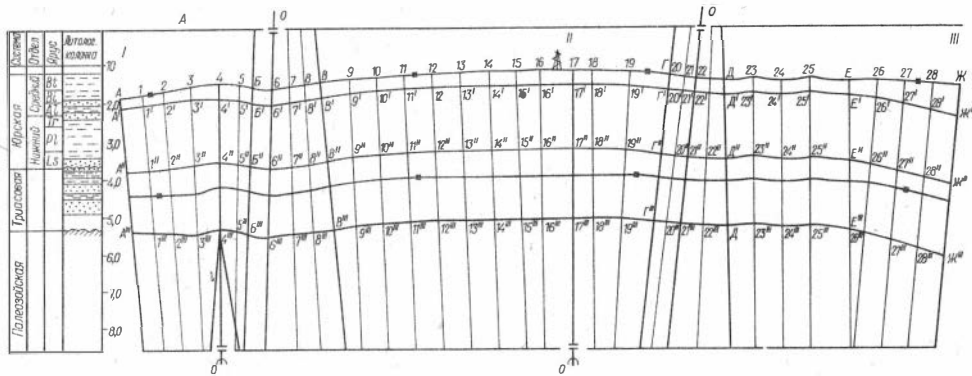
Территория Енисей-Хатангского прогиба является одной из крупных нефтегазоносных провинций севера Центральной Сибири. В западной, Усть-Енисейской, части этого региона открыты промышленные газовые и газоконденсатные залежи в мезозойских отложениях нижнего и верхнего мела.

В результате комплексных геологических исследований, выполненных сотрудниками различных организаций (трест "Красноярскнефтегазразведка", ИГиГ СО АН СССР, Нижне-Енисейская нефтеразведочная экспедиция, Таймырская геофизическая экспедиция, НИИГА, СНИИГТимС и др.), кроме верхнемезозойской толщи, предполагается не менее перспективной и нижняя часть мезозойского разреза (триасовые, нижнеюрские образования).

В результате детального изучения условий осадконакопления, цикличности мезозойских отложений [1,3], стратиграфии [5,6] в пределах восточной части (включая Балахнинскую площадь) Енисей-Хатангского прогиба дана иная, чем предполагалась ранее, стратификация сейсмических отражающих горизонтов, определен возраст и условия формирования продуктивного горизонта Балахнинского мегавала, определены возможные глубины резервуаров нефти и газа.

В связи с этим в пределах этой части региона, в частности на Балахнинской площади, возникает необходимость прогнозирования и реконструкции структурных планов локальных и более крупных поднятий по глубоким горизонтам, включая триасовые образования и кровлю продуктивного горизонта.

В осадочном разрезе Балахнинского мегавала повсеместно прослеживаются три отражающих сейсмических горизонта: Ш, IУб и У. Предварительно геофизиками треста "Красноярскнефтегазразведка" (З) они стратифицировались следующим образом: горизонт Ш - подошве юрско-мелового комплекса, IУб - подошве триасовых отложений (?) и У - верхнепалеозойско-раннемезозойский комплекс (?). Стратиграфическая разбивка разреза Балахнинской скважины позволяет существенно изменить представление о стратиграфической приуроченности отражающих горизонтов.



1	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3	B4	B5
A1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
A5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
B5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

1	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3	B4	B5
A1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
A2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
A3	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
A4	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
A5	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
B1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
B2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
B3	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
B4	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
B5	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1

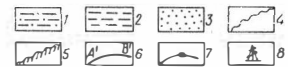
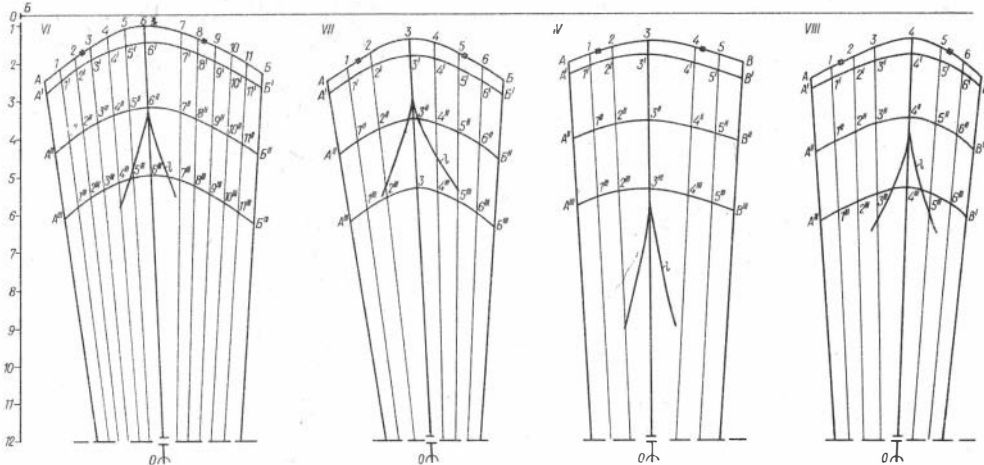
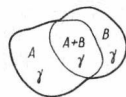


Рис. 1

Рис. I Продольные и поперечные геологические профили через центральную часть Балахнинского мегавала. А - продольные профили, Б - поперечные профили, В - функция распределения мощностей, I - преимущественно алевроито-песчаные породы, 2 - глин, 3 - песчаники, 4 - поверхность размыва и несогласия, 5 - предполагаемая кровля палеозойских отложений, 6 - горизонты, полученные по данным прогнозных построений, 7 - сейсмические горизонты по данным сейсморазведки МОВ, 8 - буровые скважины.

Самый верхний горизонт Ш приурочен, вероятно всего, к байосским отложениям.

Горизонт IVб - к плинсбах-тоарским отложениям.

Горизонт У находится, вероятно, в верхней части триасовых образований.

Таким образом, в связи с высокой оценкой нижних частей мезозойского осадочного чехла и измененной стратификацией сейсмических отражающих горизонтов, необходимо, используя материалы по данным отражающим горизонтам, реконструировать и прогнозировать структурные планы по кровле продуктивной толщи, кровле триасовых (?), кровле предполагаемых палеозойских отложений. С этой целью применен метод, предусматривающий использование проективной и дифференциальной геометрии при анализе крупных поднятий.

Вопросы, связанные с прогнозированием глубоких горизонтов локальных структур, рассматривались ранее [2,4].

При прогнозировании и реконструкции структурных планов по кровле ааленской продуктивной толщи, предполагаемой кровле триасовых отложений и горизонту, отождествляемому с верхней частью пермских образований, взята за исходную информацию структурная карта по сейсмическому горизонту Ш [7]. В результате ортогональных преобразований была построена эволюта кривой АВ и центр проектирования "О" в пределах поперечных и продольных профилей (рис. I. А, Б). Определение центра проектирования имеет важное значение, так как в некоторых нефтегазоносных бассейнах (Ферганская межгорная впадина, Таджикская, Амударьинская депрессии и др.) существуют так называемые складки покрова, картируемые по кайнозойским горизонтам и "исчезающие" в мезозойских образованиях. Подобные расчеты позволяют выявлять такие структуры (они практически не разбуриваются).

Анализ пликативных дислокаций по сейсмическому горизонту Ш показывает различную степень их искривления. Характер формы зво-

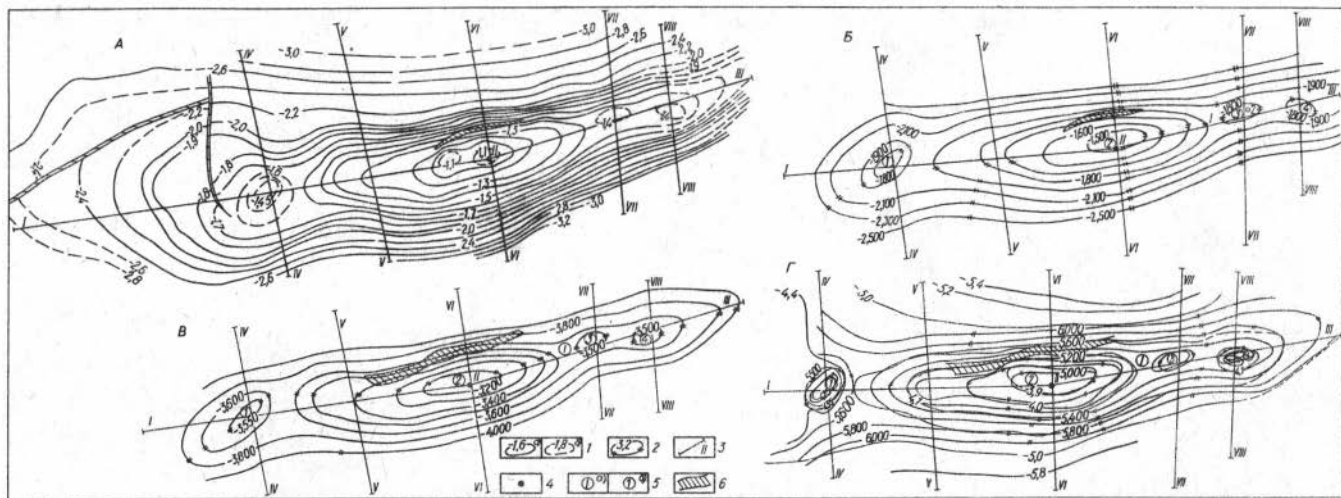


Рис. 2. Структурные карты по данным сейсморазведки МОВ и прогнозных построений. А - по сейсмическому горизонту Ш, Б - по кровле продуктивного горизонта (аален, средняя яра), В - по кровле предполагаемых триасовых отложений, Г- сопоставление структурных карт (сейсмического горизонта У и горизонта, отождествляемого с верхней частью пермских отложений). I - изогипсы по данным сейсморазведки МОВ; а) уверенные- б) предполагаемые; 2 - изогипсы по результатам прогнозных построений, 3 - профили, 4 - буровые скважины, 5 - структуры, осложняющие балахнинский мегавал, 6 - дизъюнктивные дислокации, выделенные по данным сейсморазведки МОВ.

лота (рис. I.А,Б) позволяет аппроксимировать кривые в пределах I-УП профилей (рис. I.А,Б) гиперболическим типом.

Способом проективных преобразований осуществлена реконструкция нижележащих горизонтов - А,В (аален), "А", "В" - предполагаемая граница юрских и триасовых отложений, АВ - горизонт, отождествляемый с верхней частью внутрипермских образований, - и построены структурные карты (рис. 2).

Реконструирование этих горизонтов осуществлялось преобразованием подобия с частными центрами проектирования в точке "0" в пределах I-УП профилей. В пределах I-Ш профилей в искривленной области ДЕ (рис. I,А) нижележащие горизонты реконструированы перспективно-аффинным преобразованием, где центром гомологии являлась несобственная точка.

Изменение мощности от свода к крыльям подчиняется следующим функциональным зависимостям: $h = b = A_1$, $h = \kappa_1 x + b = A_2$

Область изменения мощностей показана контуром на рис. I,В. В пределах Балахнинской структуры мощность от свода к крыльям уменьшается по линейному закону. Наибольший градиент изменения мощности отмечается для юго-западных крыльев Балахнинского и Томотского локальных поднятий.

Изучение структур данным методом позволяет сделать следующие выводы:

В толще триасовых и юрских пород, в целом, наблюдается согласованность структурных планов по различным отражающим горизонтам;

Это позволяет трансформировать структурные планы на любых интересующих нас стратиграфических уровнях мезозойских отложений в том числе по кровле выявленного и предполагаемых продуктивных горизонтов;

выполненные исследования по Балахнинскому мегавалу свидетельствуют о возможности использования данной методики для прогноза интересующих геологов-нефтяников горизонтов в толще мезозойских пород бассейна. Это имеет важное значение в связи с тем, что отражающие горизонты часто не совпадают с продуктивными, а по глубокозалегающим - либо отсутствуют материалы сейсморазведки МОВ, либо они недостаточно хорошего качества. В таких случаях сейсморазведочные и буровые работы могут дополняться исследованиями по данной методике с целью получения более эффектив-

ных и оперативных результатов, тем более, что его применение не требует специальных затрат. Удовлетворительные результаты получены и при апробации метода в центральных районах Западной Сибири, в Ферганской межгорной впадине, в пределах Хапчагайского мегавала, Вилуйской синеклизы.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Карогодин Ю.Н. Методологические и методические вопросы седиментационной цикличности.-В кн.: Теоретические и методические вопросы седиментационной цикличности. Новосибирск, 1978, с. 48-71.
2. Карогодин Ю.Н., Прокопенко А.И. Количественные подходы к изучению платформенных деформаций и прогнозирование структурных планов глубоких горизонтов нефтегазоносных областей.- В кн.:Комплексные геолого-геофизические методы поисков и подготовки структур под глубокое бурение на нефть и газ в Восточной Сибири. Красноярск, 1975, с. 123-125.
3. Левчук М.А. Использование количественного метода для выделения мезоциклитов в терригенных отложениях.- В кн.: Теоретические и методические вопросы седиментационной цикличности. Новосибирск, 1978, с. 136-141.
4. Прокопенко А.И. Об эффективности геолого-геофизических методов при выявлении антиклинальных структур и подготовка их к глубокому бурению.- В кн.: Методология и методика геологических и геофизических исследований в Сибири.Новосибирск, 1975,с. 100-105.
5. Стратиграфия юрской системы севера СССР. М., "Наука",1976, 435 с.
6. Сакс В.Н., Меледина С.В., Щурьгин Б.Н. О разбивке на свиты юрской системы в восточной части Енисей-Хатангского прогиба.- "Геол. и геофиз.", 1978, № 9, с. 3-15.
7. Тальвирский Д.Б., Моргунов О.Е., Дмитриев М.В., Котт Е.Н. О тектонике восточной части Енисей-Хатангского прогиба.- В кн.: Енисей-Хатангская нефтегазоносная область. Л., 1974, с.38-47.

С.А.Афанасьев, В.О.Красавчиков

МЕТОД ИНТЕРПОЛЯЦИИ ПО МЕРАМ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ
 ДЛЯ НАХОЖДЕНИЯ ГРАНИЦ РАСПРОСТРАНЕНИЯ
 ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Определение пространственного положения границ выклинивания или замещения коллекторов непроницаемыми породами – сложный вопрос разведки литолого-стратиграфических залежей и подсчета запасов содержащихся в них углеводородов. В настоящее время широко распространено несколько способов нахождения границ залежей подобного типа – способ интерполяции и экстраполяции данных о мощности продуктивного пласта, экстраполяция по среднему углу выклинивания и др. [2,3] .

Одним из наиболее простых является способ нахождения границы выклинивания или замещения продуктивного горизонта путем неограниченной экстраполяции его мощности (эффективной мощности). Он применим, когда в смежных скважинах установлено изменение мощности и определено направление выклинивания (замещения) пласта. Серьезный недостаток способа – это невозможность его применения при незначительном изменении мощности пласта в соседних скважинах, когда расчетная точка выклинивания (замещения) пласта Q может оказаться далеко за пределами залежи.

Способ ограниченной экстраполяции по среднему углу выклинивания заключается в следующем. Предположим наличие группы скважин, расположенных вдоль контура залежи по обе его стороны. Одна часть скважин вскрыла продуктивный горизонт, в другой коллекторы продуктивного горизонта отсутствуют. По известным мощностям и расстояниям между парами скважин определяется средний угол выклинивания, и с учетом его величины строится нулевая линия на карте. При этом чем больше в скважине вскрытая мощность продуктивного горизонта, тем дальше от нее будет проходить нулевая линия. Однако способ дает лишь усредненную картину выклинивания или замещения, не учитывая особенностей поведения продуктивного горизонта на каждом участке залежи.

Наиболее простым и распространенным является способ нелинейной интерполяции, т.е. интерполяции на середину расстояния между скважинами, одна из которых не вскрыла коллекторы продуктивного горизонта. Сюда же можно отнести и способ линейной ин-

терполяция — от скважины, вскрывшей коллекторы продуктивного горизонта на нуль, к скважине, где коллекторы отсутствуют. Оба этих способа в известной мере условны, и найденная по ним граница залежи лишь в исключительных случаях может соответствовать ее реальному положению в пространстве.

Все рассмотренные способы нахождения границы залежи являются весьма приближенными и рассматривают только один параметр продуктивного горизонта — его мощность (эффективную мощность). Кроме того, они не в состоянии учесть особенностей поведения его на отдельных участках залежи.

В настоящей работе рассматривается задача нахождения границы залежи на основе более детального учета информации о геологическом строении продуктивного горизонта.

Для этой цели нами привлечены данные по неоднородности, гипсометрии, мощности и т.д. по продуктивному горизонту Ярактинского газоконденсатно-нефтяного месторождения Восточной Сибири.

Эти данные используются для оценки того, насколько скважины, в которых породы-коллекторы отсутствуют ("сухие" объекты), похожи на скважины, вскрывшие коллекторы в разрезе продуктивного горизонта ("продуктивные") и, с другой стороны, для оценки схожести "продуктивных" скважин на "сухие".

Эти оценки, называемые нами мерами принадлежности к первому и второму классам, суть вещественные числа $V^I(z)$, $V^2(z)$, где z — оцениваемый объект. За первый класс A_1^* принимается множество точек, относящихся к залежи, а за второй A_2^* — точки, расположенные за ее пределами. При этом $0 \leq V^I(z) \leq 1$, $0 \leq V^2(z) \leq 1$ и $V^I(z) + V^2(z) = 1$ означает, что z относится к первому классу, а $V^2(z) = 1$ — что z относится ко второму классу.

Меры принадлежности вычисляются на основе анализа данных по пробуренным скважинам. Для нахождения мер принадлежности использован алгоритм "Н.Д.Н.Ф." [1,4]. Данный алгоритм позволил найти взаимосвязи между параметрами, характеризующими геологическое строение продуктивного горизонта. Эти взаимосвязи двух родов. Во-первых, взаимосвязи, отвечающие закономерностям, присущим классу "продуктивных" объектов, во-вторых, взаимосвязи, соответствующие закономерностям для объектов второго класса. Доля выполнения объектом z закономерностей первого класса есть $V^I(z)$, доля выполнения закономерностей второго класса

есть $B^2(z)$ [1,4]. Таким образом, $B^1(z)$ выражает в числовом виде степень пригодности продуктивного горизонта быть резервуаром для пластовых флюидов, а $B^2(z)$ – степень потери свойств резервуара продуктивным горизонтом. Тем самым меры принадлежности, выраженные через взаимосвязи свойств пласта, учитывают особенности его геологического строения для обоих классов и показывают изменчивость этих взаимосвязей, определяющих принадлежность объекта к тому или иному классу.

Для решения поставленной задачи о нахождении границы рассмотрим следующую модель. Ограниченная часть плоскости разделена гладкой кривой на два множества A_1^* и A_2^* , из которых выбраны конечные подмножества A_1, A_2 . В точках, принадлежащих A_1, A_2 , известны значения мер принадлежности $B^1(z), B^2(z)$ к A_1^*, A_2^* , соответственно. При этом $0 \leq B^1(z) \leq 1$, $0 \leq B^2(z) \leq 1$ и $B^1(z) = 1$ в том и только в том случае, когда $z \in A_1^*$, как и $B^2(z) = 1$ только для $z \in A_2^*$. Предположим также, что A_1^* и A_2^* имеют общую границу, так что для точек, лежащих на разделяющей их кривой, $B^1(z) = B^2(z) = 1$.

Задано также конечное множество пар точек (в данном случае скважин) (z, z') , где $z \in A_1, z' \in A_2$, относительно которых предполагается, что отрезок zz' пересекает кривую точно один раз и не содержит точек из A_1, A_2 , кроме z, z' . Предполагается также, что при движении от z к z' B^2 монотонно возрастает, а при движении от z' к z монотонно возрастает B^1 . Требуется указать на отрезке zz' точку его пересечения с разделяющей кривой.

В данных предположениях задача не имеет однозначного решения. Поэтому введем следующее дополнительное предположение: пусть Q – искомая точка пересечения. Тогда при движении от Q к z' линейно убывает B^1 , а при движении от Q к z линейно убывает B^2 . При этом B^1 и B^2 убывают с одинаковой скоростью (рис.1).

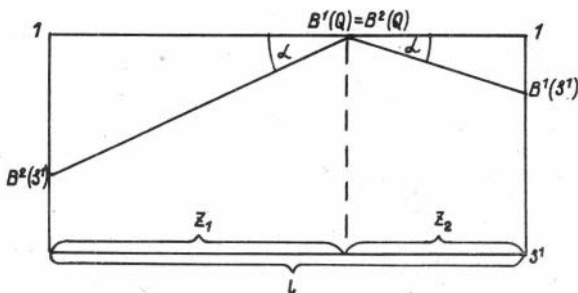


Рис.1. Поведение мер принадлежности между парами объектов.

Так как $B^I(Q) = B^2(Q) = I$, в силу сделанных предположений точка Q определяется единственным образом. Она разделяет отрезок ss' на части длиной z_1 , z_2 , удовлетворяющие соотношению

$$\frac{z_1}{z_2} = \frac{1 - B^2(s)}{1 - B^I(s')}$$

Пологая длину отрезка (расстояние между двумя скважинами) равной l , получаем

$$z_1 = \frac{1 - B^2(s)}{(1 - B^I(s')) + (1 - B^2(s))} l = \frac{\gamma_2(s)}{\gamma_1(s') + \gamma_2(s)} l ;$$

$$z_2 = \frac{1 - B^I(s')}{(1 - B^I(s')) + (1 - B^2(s))} l = \frac{\gamma_1(s')}{\gamma_1(s') + \gamma_2(s)} l ,$$

где $\gamma_1(s') = 1 - B^I(s')$, $\gamma_2(s) = 1 - B^2(s)$. Легко видеть, что при $B^I(s') = B^2(s)$ будет $z_1 = z_2$. При $B^I(s') > B^2(s)$ будет $z_1 > z_2$.

Отметим, что в рамках предложенной модели величины мер принадлежности могут быть вычислены не только с помощью алгоритма "Н.Д.Н.Ф", но и другими методами.

Сравнивая предлагаемую методика со способом нелинейной интерполяции, отметим, что последний получается как частный случай метода интерполяции по мерам принадлежности, если положить равными меры принадлежности $B^I(s')$, $B^2(s)$ между двумя интерполируе-

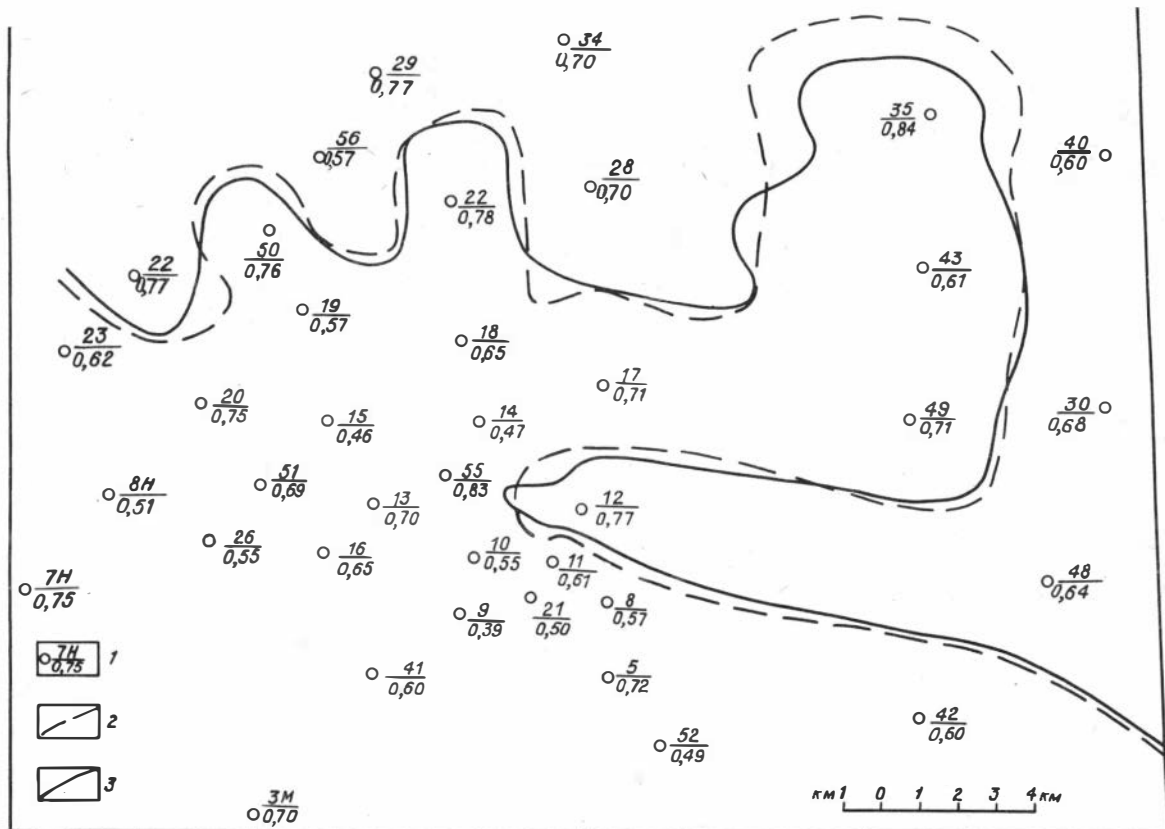


Рис.2. Схема распространения пород-коллекторов Ярактинского месторождения.

1 - в числителе номер скважины, в знаменателе - мера принадлежности;

2 - граница, полученная способом нелинейной интерполяции;

3 - то же, по методу интерполяции по мерам принадлежности.

мыми скважинами. Тем самым метод нелинейной интерполяции ставит все "продуктивные" и "сухие" скважины в равное положение.

В результате применения предлагаемого метода построена схема распространения пород-коллекторов продуктивного горизонта Ярактинского месторождения (рис.2). Для сравнения нанесена аналогичная граница, полученная по способу нелинейной интерполяции.

Применение изложенного метода вносит значительные коррективы в традиционные геологические построения, изменяя контур распространения пород-коллекторов. Расхождения составляют 400-700 м в ту или другую сторону, достигая на отдельных участках 1200-1500 м. Такие изменения контура не могут не сказаться на оцениваемой величине запасов и безусловно повлияют на выбор оптимальных расстояний между разведочными скважинами при размещении их по площади залежи. Вышесказанное позволяет рекомендовать данный метод для использования при подсчете запасов и при проектировании разведки литолого-стратиграфических залежей нефти и газа.

Кроме того, метод интерполяции по мерам принадлежности может быть применим при решении других геологических задач, связанных с оконтуриванием каких-либо зон.

ЛИТЕРАТУРА

1. Афанасьев С.А., Воробьев В.Н., Красавчиков В.О., Соколов А.Д. Опыт прогнозирования зон развития пород-коллекторов на основе логико-информационных методов. - "Геология и геофизика", 1979, № 2. (В печати).
2. Буялов Н.И., Забаринский П.П. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1960, 450 с.
3. Жданов М.А., Лисунов В.Р., Гришин Ф.А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. М., "Недра", 1967, 404 с.
4. Красавчиков В.О. Непрерывная Д.Н.Ф. и ее приложение к распознаванию. - В кн.: IV Всесоюзная конференция по проблемам теоретической кибернетики. (Тезисы докладов). Новосибирск, 1977, с. 199-201.

М.Х.Тишабаева, А.Савурбаев, Н.Мирзаев

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПРОЦЕССА КОРРОЗИИ
ГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При подготовке газовых и газоконденсатных скважин к эксплуатации и в процессе эксплуатации очень важно знать техническое состояние скважины, т.е. определить характеристики в каждый момент для установления рационального варианта технологического режима эксплуатации скважин.

Одной из важнейших задач при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин является прогнозирование коррозионной активности добываемой продукции, а также защита от коррозии газопромышленного оборудования.

Некоторые месторождения природного газа, эксплуатируемые в настоящее время, обладают агрессивными продуктивными горизонтами, содержащими значительное количество сероводородного и углекислого газа. Наличие в природном газе агрессивных факторов является причиной появления очень серьезных коррозионных разрушений газопромышленного оборудования.

Кроме того, интенсивность коррозии усиливается в зависимости от давления, температуры, скорости потока, рН - среды и других факторов среды.

Опыт эксплуатации скважин показывает, что для обеспечения их нормального функционирования в коррозионном отношении необходимо учитывать следующее:

- а) агрессивность добываемых продуктов;
- б) факторы, влияющие на процесс коррозии;
- в) информативность (или мера важности) факторов в коррозионном процессе;
- г) скорость коррозии при наличии агрессивных факторов.

На основании учета перечисленных характеристик можно разработать оптимальные варианты для защиты газопромышленного оборудования от коррозии.

В настоящее время не известны функциональные зависимости скорости коррозии газопромышленного оборудования от влияющих на нее параметров. Поэтому разработка методов прогнозирования коррозионной устойчивости (опасности) эксплуатируемого газопромыс-

лового оборудования представляет собой важную и сложную задачу. Однако, несмотря на актуальность указанной проблемы, такие общие методы прогнозирования коррозионной устойчивости газопромыслового оборудования пока еще отсутствуют. Попытки некоторых экспериментаторов [1-4] решить эту задачу в лабораторных условиях дали пока неполное решение.

Графически установлены изменения скорости углекислотной коррозии во времени при различных температурах в жидкой и парогазовой фазе [1], активности коррозии в зависимости от концентрации H_2S при отсутствии и наличии кислорода [2] и с учетом двух или трех факторов [3,4].

В работах, опубликованных в последние годы, показано, что методы прикладной математики и кибернетики могут быть с успехом использованы при исследовании разнообразных коррозионных процессов.

В работе [5] приведены математические модели кинетики роста коррозионных дефектов, факторы которых оценивались статистически на основе экспериментальных данных методом наименьших квадратов.

В статье [6] описан математический метод планирования эксперимента при коррозионных испытаниях.

В работах [7,8] изложены современные методы моделирования кинетики электрохимической коррозии и проведен анализ методики количественной оценки коррозионной устойчивости подземных металлических трубопроводов.

Современный математический аппарат для исследования коррозионных процессов успешно использован и в ряде других работ [9].

Известно, что процесс коррозии газопромыслового оборудования протекает в сложных условиях, так как коррозионная активность среды зависит от многих факторов, действующих одновременно. Очевидно, что изучаемый процесс относится к классу сложных систем, характеризующихся значительным числом взаимосвязанных компонентов (факторов, рис.1).

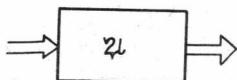


Рис.1

Совокупность $\bar{X} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ образует входные параметры и совокупность $\bar{Y} = (y_1, y_2, \dots, y_m)$ - выходные параметры системы. Компоненты системы \bar{X} и \bar{Y} доступны для наблюдений и связаны между собой определенным соотношением:

$$\bar{Y} = \mathcal{U}(\bar{c}, \bar{x}), \quad (I)$$

где \mathcal{U} - оператор, характеризующий зависимости в системе с входными параметрами \bar{X} и выходными параметрами \bar{Y} ; \bar{c} - неизвестные параметры. Следовательно, в качестве модели сложной системы может рассматриваться оператор \mathcal{U} . Полное раскрытие оператора \mathcal{U} является сущностью задачи математического моделирования сложных систем. В результате моделирования получается математическая модель сложной системы и осуществляется диагностика этих систем [10,11].

Любой физико-химический процесс, в том числе коррозионный в общем случае можно представить блок-схемой, изображенной на рис.2.

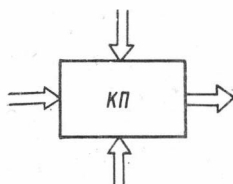


Рис.2

Коррозионные процессы, протекающие в различных агрессивных средах, характеризуются переменными, между которыми существуют определенные функциональные связи. Входные параметры (переменные) сложных (коррозионных) систем контролируются; эти параметры можно изменять, т.е. управлять системой. Вся совокупность параметров, определяющая состояние системы на данной блок-схеме, разбита на следующие группы:

1. $\bar{X} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ образует совокупность контролируемых, но неуправляемых параметров системы.

2. $\bar{Z} = (z_1, z_2, \dots, z_k)$ - совокупность параметров, которые не только контролируются, но и могут быть изменены (управляемы) определенным образом.

3. $\bar{W} = (w_1, w_2, \dots, w_s)$ - группа неконтролируемых и

неуправляемых параметров, связанных со случайными воздействиями.

Пространство выхода \bar{Y} — есть совокупность всех возможных превращений \bar{X} , \bar{Z} , \bar{W} на выходе коррозионной системы (скорость коррозии, потеря массы металла и т.д.).

В этом случае математическая модель исследуемой системы может быть записана в следующем виде:

$$\bar{Y} = \mathcal{Q}(\bar{c}, \bar{X}, \bar{Z}, \bar{W}) \quad (2)$$

Однако получить аналитическую форму выражения (2) практически невозможно из-за случайности и неконтролируемости вектора \bar{W}

[II]. Поэтому наиболее полезным и широко распространенным является более упрощенная функция вида

$$\bar{Y} = \mathcal{Q}(\bar{c}, \bar{X}, \bar{Z}), \quad (3)$$

устанавливающая связь между входными и выходными параметрами системы.

Проанализируем выражение (3). В нем векторы \bar{Y} , \bar{X} , \bar{Z} доступны наблюдению и компоненты их могут быть измерены. Поэтому, когда структура оператора \mathcal{Q} известна, то задача эксперимента по поиску математического описания исследуемого коррозионного процесса сводится к отысканию неизвестного вектора параметров $\bar{c} = (c_1, c_2, \dots, c_n)$. Когда структура оператора неизвестна, то дает эффективный результат применение метода распознавания образов. В этом случае объекты, как правило, классифицируются по совокупности некоторых признаков. К таким задачам относится восстановление функциональной зависимости, представляющей собой характеристическую функцию.

Эта особенность задачи восстановления характеристической функции коррозионного процесса оказалась важным свойством. Впервые удалось эффективно восстанавливать многомерные функции по выборкам настолько малого объема, что успех восстановления функции невозможно объяснить с помощью существующей статистической теории [12]. Кроме того, с помощью процедур распознавания образов может быть определена информационная важность фактора (признака) и мера этой важности вычислена количественно.

Схему применения методов распознавания образов при прогнозировании коррозионной устойчивости газопромышленного оборудования в общих чертах можно представить следующим образом. Прежде всего необходимо накопить определенное количество результатов

промышленных коррозионных исследований (объектов), т.е. информацию о

1) скорости коррозии (исследуемый признак);

2) соответствующих температурных показаний, давлений, рН среды, концентраций сероводорода и углекислого газа и дебита газа и др. (исходные признаки).

Выбор этих признаков проводится на основе имеющейся инженерной практики. По данным факторам при определенном числе объектов необходимо определить скорость коррозии (этап обучения алгоритма распознавания объектов), а затем уже для предъявленного объекта по заданным признакам можно осуществить прогноз скорости коррозии при указанных факторах (этап контроля).

Математически эти задачи можно сформулировать так: при заданной $ЭТ_{nm\ell} = \{K_1, K_2, \dots, K_\ell\}$ и строке $s \in КТ_{nm}$, где $s = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n)$, $\alpha_i \in M_i$, $i = 1, 2, \dots, n$, решить к какому из классов K_α принадлежит s [18].

Здесь

$ЭТ_{nm\ell}$ - таблица эталонных объектов, расклассифицированная на ℓ не пересекающихся классов K_1, K_2, \dots, K_ℓ ;

S - подлежащий распознаванию контрольный объект, взятый из контрольного массива (таблицы) $КТ_{nm}$, состоящего из m' объектов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ АГРЕССИВНЫХ ФАКТОРОВ НА КОРРОЗИЮ ГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Очень часто в практической деятельности инженеру-газопромысловому приходится решать вопрос о мере влияния того или иного фактора или комбинации факторов на рассматриваемый результативный признак. Эту задачу можно решить с помощью определения информативности признаков.

Выбор информативных признаков

Процессы водородного растрескивания и коррозионного разрушения газопромыслового оборудования в условиях их эксплуатации являются результатом взаимодействия многих факторов. Одной из основных задач специалиста-газопромысловика в проведении промышленных коррозионных исследований является установление существования связи между факторами, степени влияния каждого из рас-

смаатриваемых факторов (и их взаимодействия) на процесс.

Рассмотрим задачу оценки влияния факторов x_i ($i = 1, \dots, n$), идентифицирующих объекты из таблиц $T_{n \times m}$, используя меры важности признаков в классе алгоритмов вычисления оценок. При определении меры важности признаков в коррозионной системе предполагается, что признак тем важнее, чем больше меняется качество распознавания скорости коррозии при его удалении из пространства описания.

Приведем формулу вычисления меры важности признака [14]:

$$P_u(i) = \frac{1}{m_u - m_{u-1}} \sum_{q=m_{u-1}+1}^{m_u} [\Gamma_u(S_q) - \Gamma_u(S_q^i)] \quad (4)$$

где $P_u(i)$ - информационный вес i -го признака в u -м классе; $\Gamma_u(S_q), \Gamma_u(S_q^i)$ - число голосов, поданных строками S_q, S_q^i за u -й класс;

S_q^i - строка S_q без i признака;

$m_{u-1}+1, m_u$ - номера первого и последнего объектов класса.

Предлагаемый метод определения набора существенных (информативных) признаков проиллюстрируем следующим примером.

Пример 1. Заданы скорость коррозии по 17 объектам (экспериментам) и величины факторов, характеризующих процесс коррозии газопромышленного оборудования:

- | | |
|--------------------------|--------------------------|
| 1) концентрация H_2S ; | 7) давление ; |
| 2) pH - среды ; | 8) температура; |
| 3) концентрация CO_2 ; | 9) время опыта; |
| 4) дебит газа; | 10) сумма минерализации; |
| 5) дебит воды; | 11) скорость потока |
| 6) дебит конденсата; | |

Все объекты можно разбить на две группы (2 класса):

K_1 - с повышенной опасностью коррозии, т.е. скорость коррозии достигает не меньше 0,05 мм/год;

K_2 - с пониженной опасностью коррозии, т.е. скорость коррозии достигает до 0,05 мм/год.

Для определения параметров, существенно влияющих на процесс коррозии, с помощью некоторой меры информативности признаков H_2S, pH, CO_2, \dots , (всего 11), участвующих в описании исследуемых коррозионных процессов, вычислим информационные веса по формуле (4) для обоих классов. Построим график распределения факторов по степени влияния на скорость коррозии. На оси абсцисс откладываются коррозионные факторы, а по оси ординат приближенные зна-

чения информационных весов соответствующих факторов.

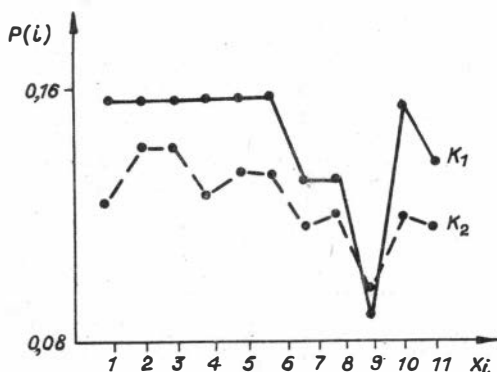


Рис.3

На рис.3 видно, что влияние на коррозионный процесс одних и тех же факторов при различной скорости коррозии различно.

Разность информационных весов факторов H_2S , $\alpha_{газ}$, $\sum_{минерал}$ при неодинаковой степени скорости коррозии наибольшая, что объясняет важность (информативность) влияния этих факторов на скорость коррозии.

Затем по степени влияния следует $Q_{водн}$, $\alpha_{конден.}$, CO_2 .

Пример 2. Рассмотрим задачу оценки влияния H_2S , pH среды, P, T, τ , σ на процесс наводороживания (сульфидное растрескивание) по результатам обработки фактических экспериментальных исследований. Перечисленные факторы имеют соответствующие интервалы варьирования значений и могут проявляться в достаточно широких диапазонах. Например, концентрация H_2S может изменяться в пределах 100–3000 мг/л, температура в пределах 5–80°C, pH среды в пределах 1–9, давление может принимать значение в интервале 0–120 атм.

С целью разделения факторов по степеням важности (информативности) были собраны единообразные данные, характеризующие основные параметры наводороживания сталей по программе, представленной в форме журнала (табл. I).

Таблица I

Факторы № опытов	мг.л		атм.		С		час.		кол-во в мет.		примечание
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	У				
I											
2											
.											
.											
.											
50											

Имеющиеся экспериментальные данные можно разбить на группы. Если количество H_2 в 100 г металла больше, чем $1,8 \text{ см}^3$, то объект (исследуемый процесс) относится к классу А, в противном случае - к классу В.

Для определения существенно влияющих параметров с помощью некоторой количественной меры информативности признаков H_2S , рН, Р, Г, τ, ε, участвующих в описании исследуемых процессов наводороживания, вычислим информационные веса по формуле (4) отдельно для каждого класса: А и В (где А - с повышенной, В - с пониженной опасностью). Построим график распределения факторов по степени влияния на наводороживание (т.е. количество водорода на 100 г металла). На оси абсцисс откладываются агрессивные параметры, а на оси ординат - приближенные значения информационных весов соответствующих факторов (рис.4).

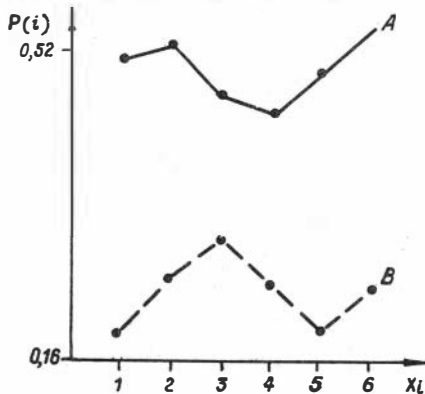


Рис.4

Разность информационных весов факторов H_2S , ϕ при неодинаковой степени скорости растрескивания в результате наводораживания наибольшая, что объясняет существенность влияния этих факторов на процесс наводораживания. Затем по степени влияния следует pH , τ . В связи с этим представляет интерес учет указанных факторов при выборе технологического режима, уменьшающего скорость коррозии эксплуатируемого газопромыслового оборудования.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ГАЗПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Диагностика коррозионного состояния газопромыслового оборудования является одной из важнейших задач специалистов-коррозионистов. Для принятия решения о внедрении на промыслах своевременного проведения мероприятий по защите газопромыслового оборудования от коррозии выбор оптимальных вариантов этого внедрения зависит от надежности информации о коррозионном поведении среды. В связи с этим необходимо оценить коррозионные состояния по параметрам (факторам) технологического режима скважины и агрессивности среды. В качестве факторов можно использовать, например, концентрации H_2S и CO_2 , дебит газа, температуру и др. При решении этой и подобной ей задач эффективными могут оказаться методы распознавания образов, которые, как правило, служат для классификации объектов по совокупности некоторых признаков.

Исходное описание и его кодирование

Основным этапом при решении задач с применением методов распознавания образов является выбор характеризующих классифицируемых объектов, признаков и их рациональное кодирование. Этот вопрос наиболее трудный, он является ответственной частью в решении задач методом распознавания и требует некоторого разграничения.

Исходное описание объектов бывает часто весьма сложным, что приводит к значительному усложнению реализации распознающих систем. Поэтому, как правило, исходное описание преобразуется в новое, более простое. При этом требуется, чтобы размер признакового подпространства был минимальным и достаточным для высокого качества распознавания с точки зрения точности и надежности. Известно, что не существуют процедуры, позволяющие опреде-

лять оптимальную исходную систему признаков. Поэтому при решении конкретных задач необходимо участие самого человека, так как отбор и кодирование признаков основываются на опыте и интуиции специалистов.

Для большинства алгоритмов распознавания группировка признаков основана на гипотезе компактности, которую можно сформулировать следующим образом. Объекты одного образа в признаковом пространстве образуют плотную, компактную область. Эти области для различных образов достаточно отделены друг от друга. Например, первый образ – повышенная скорость коррозии, второй – пониженная.

В основу гипотезы положено предположение о том, что чем более сходны объекты по каждому из признаков, тем они сильнее сходны с точки зрения наших целей. Например, из того, что два технических состояния сходны по косвенным признакам, делается вывод о сходности скорости коррозии. О связи же этих двух явлений (сходства по признакам и по скорости коррозии) можно судить по частоте опасных состояний известных скважин в коррозионном отношении.

Алгоритм прогнозирования коррозионного поведения газопромыслового оборудования, основанный на вычислении оценок

При прогнозировании коррозионного поведения газопромыслового оборудования, возникающие ситуации следует сначала разделить на непересекающиеся классы K_1, K_2, \dots, K_L , где $K_1 \cup K_2 \cup \dots \cup K_L = \mathbb{Z}_{T_{nml}}$, затем уже распознавать данный объект.

Для решения поставленной задачи можно применять алгоритм распознавания, описанный в монографии [14], основанный на семействе алгоритмов вычисления оценок. Сущность алгоритма заключается в следующем.

Пусть заданы два объекта:

$$S_j = (\alpha_{j1}, \alpha_{j2}, \dots, \alpha_{jn}); \quad S_q = (\alpha_{q1}, \alpha_{q2}, \dots, \alpha_{qn}),$$

где α_{ji} и α_{qi} – признаки из некоторого алфавита M_i . Близость S_j и S_q определяется степенью "похожести" соответствующих наборов или их частей. Суммарный эффект сравнения объектов, который можно выразить в количественной оценке, обозначен через $\Gamma(S_q, S_j)$ и назван числом голосов, поданных объектом S_q за объект S_j .

Для получения числа голосов, поданных объектом S_q за класс K_u используется формула

$$\Gamma_u(S_q) = \sum_{j=m_{u-1}+1}^{m_u} \Gamma(S_q, S_j), \quad (5)$$

где $u = 1, 2, \dots, \ell$.

Величину $\frac{\Gamma_u(S_q)}{m_u - m_{u-1}}$ назовем удельным числом голосов, поданных за u -й класс. Далее, с помощью уже знакомой процедуры голосования мы можем завершить решение задачи.

Пусть дана эталонная таблица ($ЭТ_{nml}$) с ℓ классами объектов. А также контрольная таблица ($КТ_{nm'}$) - объекты с данными, сведенными в рабочую таблицу, которые нужно классифицировать.

Путем поочередного сравнения строк ($S_q \in КТ_{nm'}$, $1 \leq q \leq m'$) контрольной таблицы со строками ($S_j \in ЭТ_{nml}$, $j = 1, \dots, m$), входящими в эталонные классы, получаются оценки - число голосов, поданных строкой S_q за классы таблицы $ЭТ_{nml}$. В качестве решающего правила можно использовать функции:

$$F(S_q) = \begin{cases} t, & \text{если } \frac{\Gamma_t(S_q)}{m_t - m_{t-1}} > \frac{\Gamma_u(S_q)}{m_u - m_{u-1}}, \text{ при } u \neq t \text{ и } 1 \leq t \leq \ell; \\ 0 & \text{в остальных случаях.} \end{cases}$$

Область изменения этой функции есть $F \subseteq \{0, 1, 2, \dots, \ell\}$. Если $F(S_q) = t$ и $1 \leq t \leq \ell$, то объект относится к классу K_t , если же $F(S_q) = 0$, то отнесение объекта к одному из классов не производится, т.е. алгоритм отказывается от распознавания строки S_q .

Диагностика коррозии газопромыслового оборудования

Теперь перейдем к вопросу, какова будет скорость коррозии при указанных технологических и агрессивных факторах. Рассмотрим применение алгоритмов вычисления оценок для прогнозирования коррозионного состояния эксплуатируемых скважин. В качестве признаков взяты факторы, представленные в табл. 2.

Таблица 2

№ п/п	Адресные данные	Исходные данные										
		месторода скважин горизонт	концентр. H_2S (в % к объему)	pH - среды концентр. CO_2 (в % к объему)	газ (тыс. м ³ /сут.)	вод. (м ³ /сут.)	конденсат м ³ /сут. 1	давление (атм.)	температ. (°C)	время оп. (сут.)	сумма минерал. скорость потока маржа стали примечан.	
№ приз.		X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁

Из всех факторов, характеризующих каждый рабочий режим, для оценки опасности коррозии были использованы 15 признаков, 4 из них – адресные данные и марки – использованы косвенным образом, остальные 11 признаков были использованы непосредственно в качестве пространства исходного описания.

Перечисленные факторы имеют соответствующие интервалы варьирования значений и могут проявляться в достаточно широких диапазонах. Например, концентрация сероводорода может изменяться в пределах 0–13 % объема, концентрация углекислого газа в пределах 0–10 % объема, дебит газа, оцениваемый в тыс. м³/сут., может принимать значения в интервалах 0–600.

Вся информация о коррозионном процессе газопромыслового оборудования газовых промыслов систематизирована в форме журнала для скважины конкретного месторождения (марки стали – сталь 20), представляет собой таблицу из 48 строк – объектов и 11 столбцов – значений признаков. Признаки этой таблицы Т.п.48 принимают свои значения из некоторых произвольных числовых M_i ($i = 1, 2, \dots, 11$) алфавитов. По этим данным определяется интервал изменения скорости коррозии газопромыслового оборудования. В нашем случае имеем $0,001+0,782$. Разбиваем этот интервал на два интервала (класса): $0,001+0,050, 0,051+0,782$. Для обучения взято 17 объектов ($ЭТ_{11.17.2}$), из которых первые 10 объектов – представители первого класса (K_1), а остальные – представители второго класса (K_2).

В качестве контрольной таблицы использовался 31 объект ($S_q \in K_{Т.п.31}$, $q = 1, \dots, 31$). Распознавание опасностей скважины в коррозионном отношении производится по формуле (6). Полученные результаты распознавания сведены в табл.3.

Таблица 3

Классы	Количество эталонов	Распознавание объектов		Кол-во отказов	Точность прогноз. %
		правильно	неправильно		
K_1	10	11	0	0	100
K_2	7	13	7	0	65

Из 31 объекта правильно распознаны 24, т.е. в среднем число правильно опознанных объектов составляет 78 %, с неопределенным результатом объектов не оказалось, т.е. 0 % и ошибочно рас-

познаны 7 объектов, т.е. 22 %.

Таким образом, алгоритмы вычисления оценок могут использоваться для прогнозирования коррозионного состояния газопромышленного оборудования в условиях их эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Завьялова Э.П. и др. Влияние температуры на характер образующихся продуктов углекислотной коррозии. - В кн.: Коррозия и защита скважин, газопромышленного и газоперерабатывающего оборудования. М., ВНИИЭГАЗ, 1973, № 5.
2. Кутова А.А. и др. Исследование влияния сероводорода на коррозию в скважинах месторождений Ногайского НГДУ. - В кн.: Коррозия и защита скважин, газопромышленного и газоперерабатывающего оборудования. М., ВНИИЭГАЗ, 1973, № 5.
3. Абрамян А.А. и др. Роль давления и скорости движения жидкости в процессе углекислотной коррозии стального газопромышленного оборудования. - В кн.: Коррозия и защита скважин, газопромышленного и газоперерабатывающего оборудования. М., ВНИИЭГАЗ, 1975, № 1.
4. Легезин Н.Е. Прогнозирование углекислотной коррозии оборудования на газовых и газоконденсатных месторождениях. - В кн.: Коррозия и защита в нефтедобывающей промышленности. М., ВНИИОЭНТ, 1968, № 6.
5. Флак В.Я., Воловик Э.А. Прогнозирование долговечности алюминиевых кровель в зданиях основных цехов заводов черной металлургии. - В кн.: Защита строительных материалов и конструкций от коррозии. Т.3., Киев, 1973, с.1-2.
6. Малышева Т.В. и др. Математическое планирование эксперимента при коррозионных испытаниях. - В кн.: Химическая и электрохимическая обработка проката. Днепропетровск, 1974.
7. Цикерман Л.Я. Диагностика коррозии трубопроводов с применением ЭВМ, М., "Недра", 1977.
8. Цикерман Л.Я. Долгосрочный прогноз опасности грунтовой коррозии металлов. М., "Недра", 1966.
9. Слуккин В.М. Электрокоррозия строительных конструкций в цехах гидроэлектрометаллургического производства. - В кн.: Защита строительных материалов и конструкций от коррозии. Т.2, Киев, 1973.
10. Бекмуратов Т.Ф., Камиллов М.М., Рахимов Т.Н. Идентификация

химико-технологических объектов. Ташкент, "Фан", 1970.

11. Камбаров М.М. Применение случайного поиска для идентификации некоторых химико-технологических процессов. - В кн.: Теория и применение случайного поиска. Рига, "Зинатне", 1969.
12. Мирзаджаязде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М., "Недра", 1977.
13. Журавлев Ю.И. Алгоритмы распознавания, основанные на вычислении оценок. Содержательный смысл параметров, задающих алгоритм. - В кн.: Распознавание образов. Труды Международного симпозиума 1971 г. по практическим применениям методов распознавания образов. М., ВЦ АН СССР, 1973.
14. Журавлев Ю.И., Камбаров М.М., Туляганов Ш.Е. Алгоритмы вычисления оценок и их применение. Ташкент, "Фан", 1974.

СО Д Е Р Ж А Н И Е

I. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕ-И ГАЗОПРОГНОЗА

1. А.А.Трофимук, А.Н.Дмитриев. Нефтепрогноз как ин-
формационная проблема 3
2. Н.П.Запивалов, В.А.Каштанов, А.Д.Соколов, В.О.Кра-
савчиков, В.Н.Московская. Прогноз продуктивности
локальных поднятий юга Западно-Сибирской плиты . . . 36
3. А.А.Трофимук, В.С.Вышемирский, А.Н.Дмитриев, А.Д.
Соколов. Раздельное прогнозирование нефтяных и
газовых месторождений логико-математическими ме-
тодами 78
4. В.А.Каштанов, А.А.Бишаев, Г.П.Худорожков. Анализ
структурного плана осадочного чехла юго-востока
Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазосносно-
стью палеозойских отложений 103
5. А.И.Прокопенко. Прогнозирование и реконструкция
структурных планов **глубинных** горизонтов Балахнин-
ского **мегавала** Енисей-Хатангского регионального
прогиба 125

II. РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖ- ДЕНИЙ

6. С.А.Афанасьев, В.О.Красавчиков. Метод интерполяции
по мерам принадлежности для нахождения границ рас-
пространения пород-коллекторов 131
7. М.Х.Тишабаева, А.Савурбаев, Н.Мирзаев. Математиче-
ские методы при исследовании процесса коррозии
газопромыслового оборудования 137

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ
ПРОГНОЗНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Ответственный за выпуск Штатнова Т.И.

Технический редактор *Л.А. Жукова*

Подписано к печати 21.XII.1978г. МН06804.
Бумага 60x84/16. Печ.л. 9,5. Уч.-изд.л. 9,0.
Тираж 600. Заказ 2. Цена 90 коп.

Институт геологии и геофизики СО АН СССР
Новосибирск, 90. Ротапринт.