

## КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ ЗАПАСОВ И ДЕБИТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПЛАТФОРМЕННОГО ТИПА

На основе сравнительного изучения нефтяных месторождений Сибири и других регионов мира с помощью логико-математического построения моделей классов месторождений произведен расчетный эксперимент по количественному прогнозу запасов нефти. Сделан количественный анализ исходных данных по 81 месторождению мира, охарактеризованных 107 признаками. Пространство признаков подразделено на пять групп: „нефтеносная свита”, „поднефтеносная свита”, „наднефтеносная свита”, „геотектоническая обстановка” и „структурная ловушка”. Многоцелевому изучению подвергнуто пять регионов. По заданной классификации масштаба запасов было образовано четыре класса месторождений различной крупности: „гиганты” ( $Z > 500$  млн т); „крупные” ( $Z \geq 100-500$  млн т); „средние” ( $Z \geq 10-100$  млн т); „мелкие” ( $Z < 10$  млн т). Согласно заданному целеуказанию и блок-схеме решения задачи, были построены многофакторные модели выделенных классов месторождений и отдельно взятых регионов (алгоритм-программный комплекс „Целевая итерационная классификация”).

На этапе общего решения задачи без подразделения объектов на классы, а признаков на группы выявлена зашумленность и избыточность исходного пространства признаков ( $n = 107$ ) по отношению к целевой оценке месторождений по запасам и дебитам. Это обнаружилось тем, что сходимость прогнозных оценок и эталонных значений целевого признака для различных месторождений оказалась недостаточной (менее 70 % корреляции). Процедурой минимизации пространства признаков (до  $n = 51$ , по программе „Цикл-3М”) получены более точные прогнозные оценки, при которых разброс прогнозных и целевых значений сократился в 2,1 раза, а величина корреляции поднялась до 85 %. Наиболее точные оценки прогноза на материале обучения получены по региону „Ближний Восток”, а наименее точные — для „Урало-Поволжья”.

Решение по классам, с учетом запасов, было нацелено на построение признаковых и объектных моделей класса, по которым устанавливались поисково-прогнозные совокупности признаков. При этом минимальным числом признаков достигалась максимальная сходимость прогнозных оценок запасов с конкретными цифрами. Затраты признаков на построение объектных моделей классов оказались следующими: „гиганты” — 14 признаков, обеспечивших 96 % корреляции на 21 месторождении (см. „Признаковая модель...”, табл. 1); „крупные” — 19 признаков, 90 % корреляции на 23 месторождениях; „средние” — 14 признаков, давших 89 % корреляции на 22 месторождениях; „мелкие” — 13 признаков, 98 % корреляции на 17 месторождениях. В признаковых моделях и поисковых комплексах признаков наибольшее значение имеют группы свойств „нефтеносная свита” и „геотектоническая обстановка”. Признаковые модели были построены для всех классов. В решении задачи особое внимание уделялось месторождениям гигантам, для которых была построена уточненная объектная модель методом восстановления запасов („скользящего контроля”) и расширенная признаковая модель ( $n = 31$ ).

Объектные модели, построенные на втором шаге решения, выявляют внутреннюю структуру класса (см. модель, табл. 2). Производится упорядочение месторождений по отклонению прогнозных оценок от конкретных запасов. Сравнение объектных моделей месторождений по запасам отображено на

Признаковая модель месторождений класса „гиганты” в общей схеме решения

Номер п/п	Информационный вес	Знак и отклонение процентной оценки	Условная суммарная оценка	Содержание признаков	Попадание признаков в другие классы	
						признака
1	42	0,147	+ 0,433	0,580	Провышение газа в наднефтеносной толще; имеются (отсутствуют)	—
2	6	0,126	+ 0,248	0,374	Вся нефтеносная свита находится в трансгрессивной части разреза (не вся свита находится)	К, М
3	91	0,112	+ 0,528	0,640	Объем глинисто-алевритовых и карбонатных пород в зоне нефтеносной толщи	К
4	22	0,111	± 0,394	0,505	В нефтеносной свите в пределах месторождения имеются крупные залежи газа (нет крупных залежей)	К, С, М
5	80	0,084	— 0,352	0,436	Разломы в пределах впадины (отсутствуют)	—
6	64	0,083	+ 0,051	0,134	Мощность алапоритовых пород в поднефтеносной толще	—
7	94	0,060	— 0,203	0,263	Порядок структурной ловушки	К, С
8	89	0,050	+ 0,525	0,575	Объем глинисто-алевритовых пород в зоне нефтеносной толщи	—
9	31	0,050	— 0,164	0,214	Суммарная мощность песчаных пород в нефтеносной свите	К
10	59	0,046	+ 0,252	0,298	Количество региональных перерывов в поднефтеносной толще	К, С, М
11	51	0,039	+ 0,102	0,141	Роль проливаемых пород в разрезе наднефтеносной толщи	—
12	49	0,035	— 0,104	0,139	Суммарная роль всех непроницаемых пород в разрезе наднефтеносной толщи	М
13	14	0,033	— 0,158	0,191	Преобладают выдержанные коллекторы (преобладают невыдержанные)	К, С
14	84	0,027	+ 0,354	0,381	Объем осадочного нехла в зоне месторождения	—

Примечание. Класс месторождений: К — крупные, С — средние, М — мелкие.

Модель класса месторождений „гигантов” для платформенных областей мира

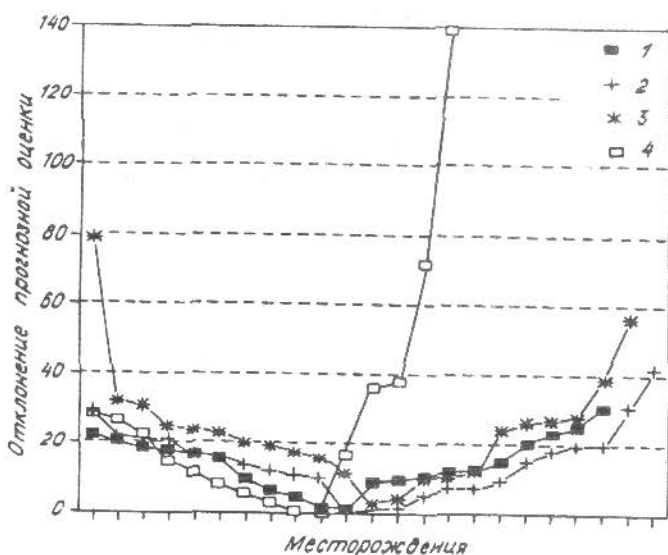
Запасы нефти, млн т	Номер месторождения	Знак корреляции и процент отклонения	Месторождение	Регион*	Элементы структуры модели
1700	6	+27,37	Манифа	БВ	ОКРЕСТНОСТЬ
1100	14	+19,89	Раудхатайн	БВ	
1020	10	+18,23	Зубейр	БВ	
786	20	+17,90	Федоровское	ЗС	
1100	2	+16,74	Сарир	СА	
700	3	+15,53	Нафора-Ауджила	СА	
3400	5	+9,80	Сафания	БВ	ЯДРО
757	17	+6,50	Арланское	У-П	
2300	16	+4,60	Ромашкинское	У-П	
713	1	+1,46	Хасси-Мессауд	СА	
750	11	+1,31	Даммам	БВ	
2700	18	-8,90	Прадхо-Бей	США	
642	9	-9,75	Дукхан	БВ	ОКРЕСТНОСТЬ
3318	19	-10,60	Самотлорское	ЗС	
574	21	-12,20	Мамонтовское	ЗС	
1500	4	-12,50	Зелтен	СА	
900	7	-14,83	Хурсания	БВ	
900	15	-20,20	Хураис	БВ	
1700	13	-23,20	Абкаик	БВ	ОКРЕСТНОСТЬ
600	8	-25,22	Вафра	БВ	
552	12	-30,74	Сабрия	БВ	
					ПЕРИФЕРИЯ

\* БВ — Ближний Восток, ЗС — Западная Сибирь, СА — Северная Африка, У-П — Урало-Поволжье.

рисунке. Согласно характеру моделей, установлено, что относительная точность прогнозных оценок растет с масштабом запасов, т. е. максимальные относительные отклонения прогнозов от указанных цифр запасов минимальны для „гигантов” и наибольшие для мелких месторождений.

Решение по дебитам месторождений является первым в мировой практике опытом работы математических прогнозов. В общую схему решения этой задачи вошли два этапа, состоящие в построении прогнозных моделей по классам высоко- и низкодебитных месторождений. При этом среднедебитные месторождения с величиной  $100 \leq D \leq 200$  т/с, относящиеся в основном к регионам России, были одновременно включены в оба класса. Это позволило повысить представительность выборок по исследуемым классам и более детально исследовать прогноз дебитов для регионов Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Построенные признаковые и объектные модели выделенных классов потребовали большего количества признаков для прогнозных оценок дебитов. Лучшие приближения расчетных дебитов к реальным получены для класса высокодебитных месторождений. Информационный вес и корреляционные оценки для высокодебитной модели также выше, чем для низкодебитных. Месторождения, вошедшие в пересечение двух классов ( $100 \ll D \ll 200$  т/с), получили более точные оценки в составе высокодебитного класса. Выявлено,



Величины отклонения прогнозных оценок месторождений по крупности.

Месторождения: 1 — гиганты, 2 — крупные, 3 — средние, 4 — мелкие.

что прогнозирование дебитов новых месторождений следует проводить дважды: по высоко- и низкодебитным моделям.

Наиболее информативные признаки „нефтеносной свиты” характеризуют ее: газоносность (от нее и зависит подвижность нефти в пласте); мощность во впадинах, окружающих месторождение (отражает напор контурных вод); количество и качество коллекторов. Высокоинформативные признаки „геотектонической обстановки” характеризуют объемы глинисто-алевроитовых и карбонатных пород в „нефтеносной свите” и „поднефтеносной толще” в зоне вероятного питания залежи углеводородами. Эти признаки могут влиять на дебиты скважин через интенсивность нефтеобразования.

Решение задачи по регионам подтвердило правило: лучшая группа — „нефтеносная свита”. Также и для решений в моделях по запасам выявлено, что в область хороших оценок регионального прогноза попадают месторождения с максимальными запасами, а в область грубых оценок — объекты с низкими значениями запасов. Лучший представитель среди регионов — Ближний Восток. Для этого региона установлена максимально возможная компактность модели ( $M_z = 20$ ) и характерны завышенные прогнозные оценки. Ближним к этой оценке компактности является регион Северная Африка ( $M_z = 18$ ), для которого получены в основном заниженные прогнозные оценки. Менее компактные модели получены для регионов США ( $M_z = 2,2$ ), Урало-Поволжья ( $M_z = 2,1$ ) и Западной Сибири ( $M_z = 3,0$ ). Эти регионы имеют сходные прогнозные оценки с систематическим занижением прогнозных оценок для Западной Сибири. По разбросу значений прогнозных оценок лидирует регион США, минимальный разброс характерен для региона Ближний Восток.

Алгоритм — программный комплекс представляет собой законченный продукт для класса ПЭВМ IBM PS AT/XT-286, 386, 486, работающих в операционной системе MS DOS и имеющих не менее 650 кбайт оперативной памяти. Основой программной реализации послужило создание системы управления базой данных (СУБД), охватившей весь информационный массив исход-

ных данных. СУБД построена на базе языка программирования CLIPPER 5.0, позволяющего создавать отдельные программы, пакеты программ и независимые информсистемы. Все работы по вычислению прогнозных оценок нефтяных месторождений базировались на данных, полученных с помощью СУБД-„Нефть-1”. Выявленные особенности работы СУБД показали ее хорошие качества и пригодность для модификации в задаче по второму этапу работы — прогнозирования запасов и дебитов газовых месторождений.

В целом построен логико-математический комплекс по количественному прогнозу нефти для перспективных объектов Сибири и других регионов мира. Осуществление прогноза требует задания строки значений признаков исследуемого объекта: по всем признакам ( $n = 107$ ) или (для ориентации) по признакам поисковых критериев данного класса.