

1. Тюрин А. М. Шах-Дениз – мегапроект Каспийского региона // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 78. – С. 10–13.
2. Однако: [сайт]. URL: <http://www.odnako.org/>.
3. 1news.az: [сайт]. URL: [http://www.1news.az/economy/oil\\_n\\_gas/](http://www.1news.az/economy/oil_n_gas/).

УДК 553.98.041

## ИНФОРМАТИВНЫЕ МОДЕЛИ ЗОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

© 2014 г. Е. В. Воробьева

ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Рассматривая пути совершенствования методологических основ прогноза нефтегазоносности, многие исследователи отмечают полуколичественный характер существующих методических приемов прогноза нефтегазоносности, так как во многом является условным выбор ряда коэффициентов в методе аналогий и в объемно-генетическом методе прогноза. Статистический подход к прогнозированию позволяет существенно снизить зависимость конечных результатов от экспертных оценок путем введения в модель четко определяемых показателей, оценки информативности признаков и их комплексов. При таком подходе всегда удастся оценить величину ошибки, с которой прогнозируются показатели нефтегазоносности конкретных областей.

Технологическая схема обработки и интерпретации данных включает следующие этапы.

1. Сбор фактического материала по нефтяным и газовым месторождениям, оформление его в общую матрицу по заранее выбранному закону описания фактографической информации.

2. Анализ связи косвенных показателей с величиной запасов, включающий корреляционный анализ, выделение независимых комплексов признаков, выделение информативных показателей, сведение зависимых

показателей к одному комплексному показателю.

3. Построение моделей прогнозирования на основе применения регрессионного анализа и метода последовательных приближений.

4. Построение целевой функции прогноза, выбор ограничений и прогнозирование продуктивности локальных структур путем оптимизации целевой функции при определенных граничных условиях изменчивости косвенных показателей прогнозирования [1].

Основным результатом построения таких моделей является получение целевых функций прогнозирования продуктивности геологических объектов, а поиск перспективных на нефть и газ объектов сводится к решению оптимизационной задачи теории поиска. Экстремум целевой функции находится с помощью численных методов математического программирования. Процесс оптимизации целевой функции позволяет получить конкретные значения косвенных показателей, при которых достигается максимальная продуктивность геологических объектов. По картам изменчивости косвенных показателей прогнозирования выделяются зоны, отвечающие условию поиска. Успех решения задачи поиска обусловлен наличием области пересечения этих

Информационная основа базы данных по месторождениям УВ Рязано-Саратовского прогиба

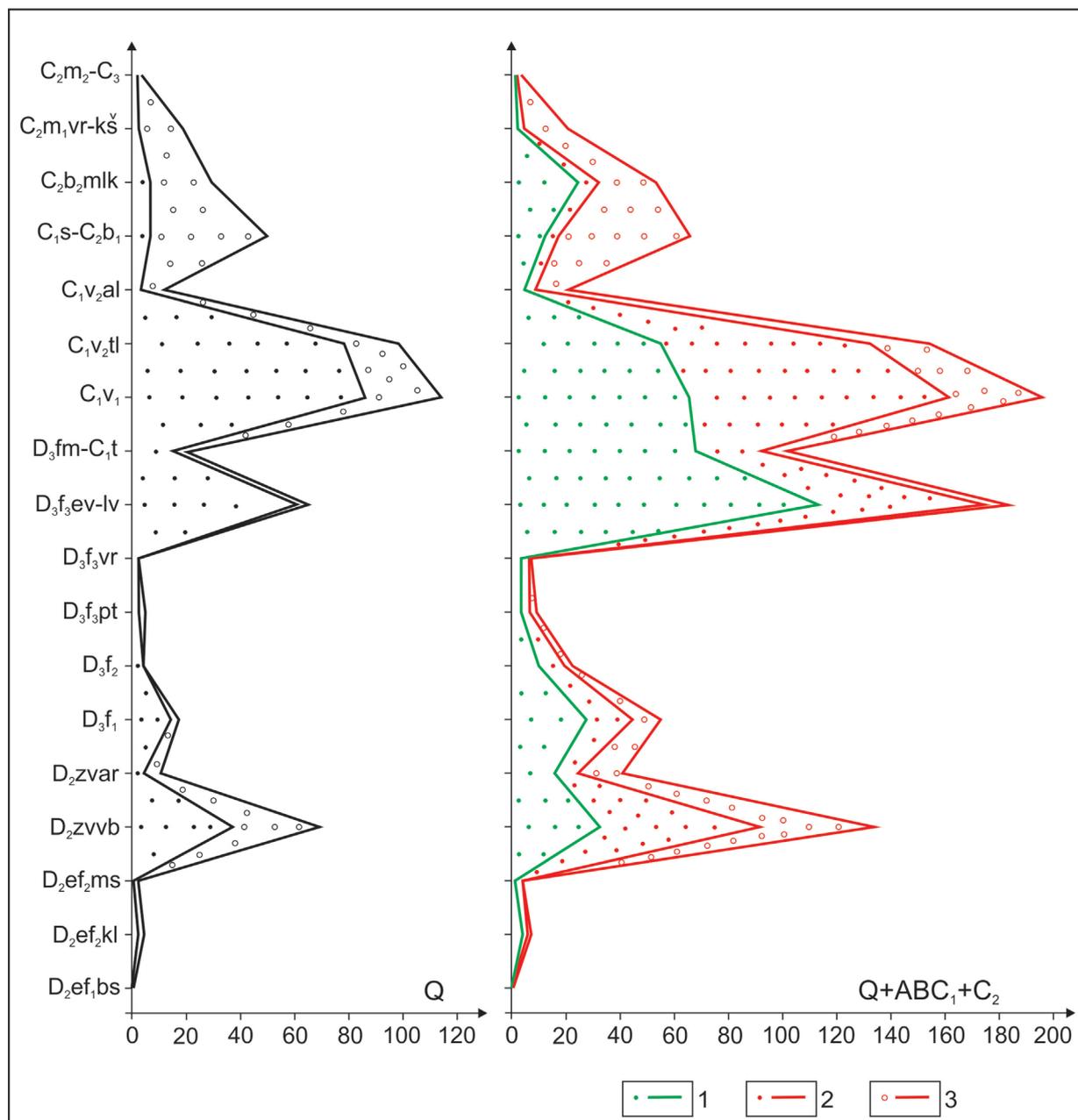
№ п/п	Наименование показателей			
1	Количество залежей	общее		
2		нефтяных		
3		газовых		
4		нефтегазовых		
5-13	Запасы газа	добыча	по месторождению, в отложениях каменноугольного и девонского возраста	
		A+B+C <sub>1</sub>		
		C <sub>2</sub>		
14-28	Запасы нефти (геологические и извлекаемые)	добыча	по месторождению, в отложениях каменноугольного и девонского возраста	
		A+B+C <sub>1</sub>		
		C <sub>2</sub>		
29-43	Сумма УВ (геологические и извлекаемые)	добыча	по месторождению, в отложениях каменноугольного и девонского возраста	
		A+B+C <sub>1</sub>		
		C <sub>2</sub>		
44	Условные координаты		координата X	+
45			координата Y	+
46	Глубина залегания	фундамента		
47		кровли отложений каменноугольного возраста		
48		кровли отложений девонского возраста		
49	Геотермический градиент			+
50	Региональная составляющая амплитуд неотектонических движений			+
51	Локальная составляющая амплитуд неотектонических движений			+
52	Расстояние до борта Прикаспийской впадины			+
53	Расстояние до ближайшего регионального разлома			+
54	Расстояние до ближайшей впадины второго порядка			+
55	Разность отметок по фундаменту			+
56	Отношение разности к расстоянию (градиент)			+
57-62	Содержание органического вещества	в отложениях каменноугольного возраста	глины	+
			пески	+
			карбонаты	+
		в отложениях девонского возраста	глины	+
			пески	+
			карбонаты	+

+ данные, полученные автором

зон. Таким образом, технологическая схема прогнозирования продуктивности локальных объектов отражает процесс закономерного перерастания информативности комплекса показателей нефтегазоносности, используемых на различных стадиях геологоразведочных

работ, в систему показателей продуктивности геологических объектов с их конкретными количественными параметрами и моделями возможных углеводородных скоплений.

Несмотря на высокую изученность Волго-Уральской нефтегазоносной провинции



**Рис. 1. Распределение добычи (Q) и геологических запасов УВ по месторождениям Рязано-Саратовского прогиба**

1 – геологические запасы нефти по категориям А+В+С<sub>1</sub>, 2 – геологические запасы и добыча нефти, 3 – геологические запасы и добыча газа

в целом, некоторые ее части (например, территория Рязано-Саратовского прогиба) остаются недостаточно разведанными вследствие сложности строения и ряда других причин. В системе нефтегазгеологического районирования в пределах Рязано-Саратовского прогиба выделяет-

ся Нижне-Волжская нефтегазоносная область.

В задаче прогнозирования нефтегазоносности локальных структур наибольший интерес представляет возможность предсказания их продуктивности до бурения глубоких скважин. Поэтому оценка ин-

Таблица 2

**Зависимость запасов и ресурсов углеводородов в палеозойских отложениях Рязано-Саратовского прогиба  
от геологических и геохимических показателей**

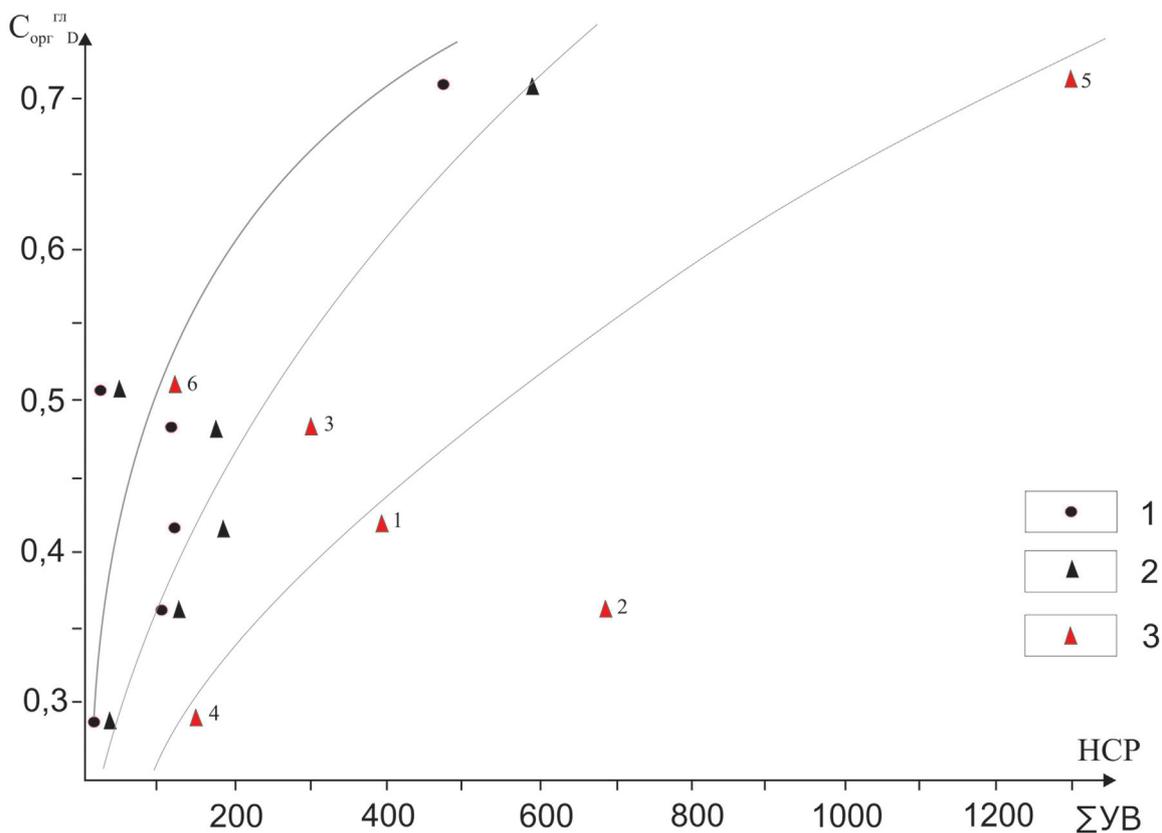
№ п/п	Показатели		Обозначение	Отложения каменноугольного возраста				Отложения девонского возраста				Отложения палеозойского возраста			
	Возраст	Литология		A + B + C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>		НСР		A + B + C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>		НСР		A + B + C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>		НСР	
				нефть	ΣУВ	нефть	ΣУВ	нефть	ΣУВ	нефть	ΣУВ	нефть	ΣУВ	нефть	ΣУВ
1	C	глины	0,71	0,74	0,69	0,7	0,62	0,54	0,64	0,62	0,68	0,69	0,68		
2		пески	0,98	0,99	0,93	0,89	0,93	0,88	0,92	0,93	0,99	0,99	0,94		
3	C <sub>орг</sub>	карбонаты	0,52	0,52	0,49	0,48	0,12	-0,01	0,25	0,22	0,36	0,33	0,35		
4		глины	0,81	0,8	0,68	0,58	0,75	0,74	0,7	0,73	0,83	0,82	0,68		
5	D	пески	-0,27	-0,2	-0,3	-0,21	0,06	0,12	-0,18	-0,15	-0,16	-0,1	-0,18		
6		карбонаты	0,52	0,5	0,33	0,22	0,19	0,15	0,21	0,22	0,41	0,38	0,22		
7	Геотермический градиент		-0,22	-0,18	-0,48	-0,55	-0,22	-0,1	-0,42	-0,38	-0,24	-0,2	-0,47		
8	Амплитуда новейших движений		0,61	0,66	0,46	0,45	0,57	0,54	0,45	0,46	0,6	0,62	0,47		
9	Расстояние до ближайшего регионального разлома		0,35	0,29	0,18	0	0,13	0,15	0,18	0,21	0,3	0,26	0,11		
10	Разность отметок по фундаменту с ближайшей впадиной		0,54	0,48	0,77	0,77	0,42	0,32	0,7	0,65	0,52	0,47	0,73		
11	Отношение разности к расстоянию (L)		0,75	0,71	0,87	0,86	0,69	0,61	0,83	0,82	0,76	0,73	0,86		

формативности показателей, получаемых на ранних стадиях геологоразведочных работ, приобретает первостепенное значение. При этом необходимо оценить информативность показателей, характеризующих хотя бы косвенно естественные процессы генерации, миграции, аккумуляции и эволюции, рассматривая их по возможности совместно.

Одной из задач является оценка информативности параметров, получаемых на разных стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ и отражающих основные стадии процесса формирования их месторождений. Особенно актуальна проблема создания моделей прогноза нефтегазонаос-

ности локальных поднятий до бурения глубоких скважин.

На территории Рязано-Саратовского прогиба накоплено большое количество разнообразной геолого-геофизической информации. Соответственное упорядочивание имеющейся информационной основы предусматривает создание специализированного банка данных по месторождениям углеводородов, отражающего как основные стадии процесса их формирования, так и включающие параметры, получаемые на разных стадиях геологоразведочных работ. Созданный автором банк данных объединяет цифровую и картографическую информацию, с преобразованием последней в циф-



**Рис. 2. Зависимость распределения запасов и ресурсов нефти и  $\Sigma$  УВ в отложениях девонского возраста нефтегазоносных районов Рязано-Саратовского прогиба от содержания органического вещества**

1 — запасы нефти по категориям  $A+B+C_1+C_2$ , 2 — суммарные запасы углеводородов  $A+B+C_1+C_2$ , 3 — суммарные ресурсы углеводородов; *нефтегазоносные районы*: 1 — Саратовский, 2 — Приволжско-Прибортовой, 3 — Степновский, 4 — Аткарско-Ивановский, 5 — Доно-Медведицкий, 6 — Терсинский

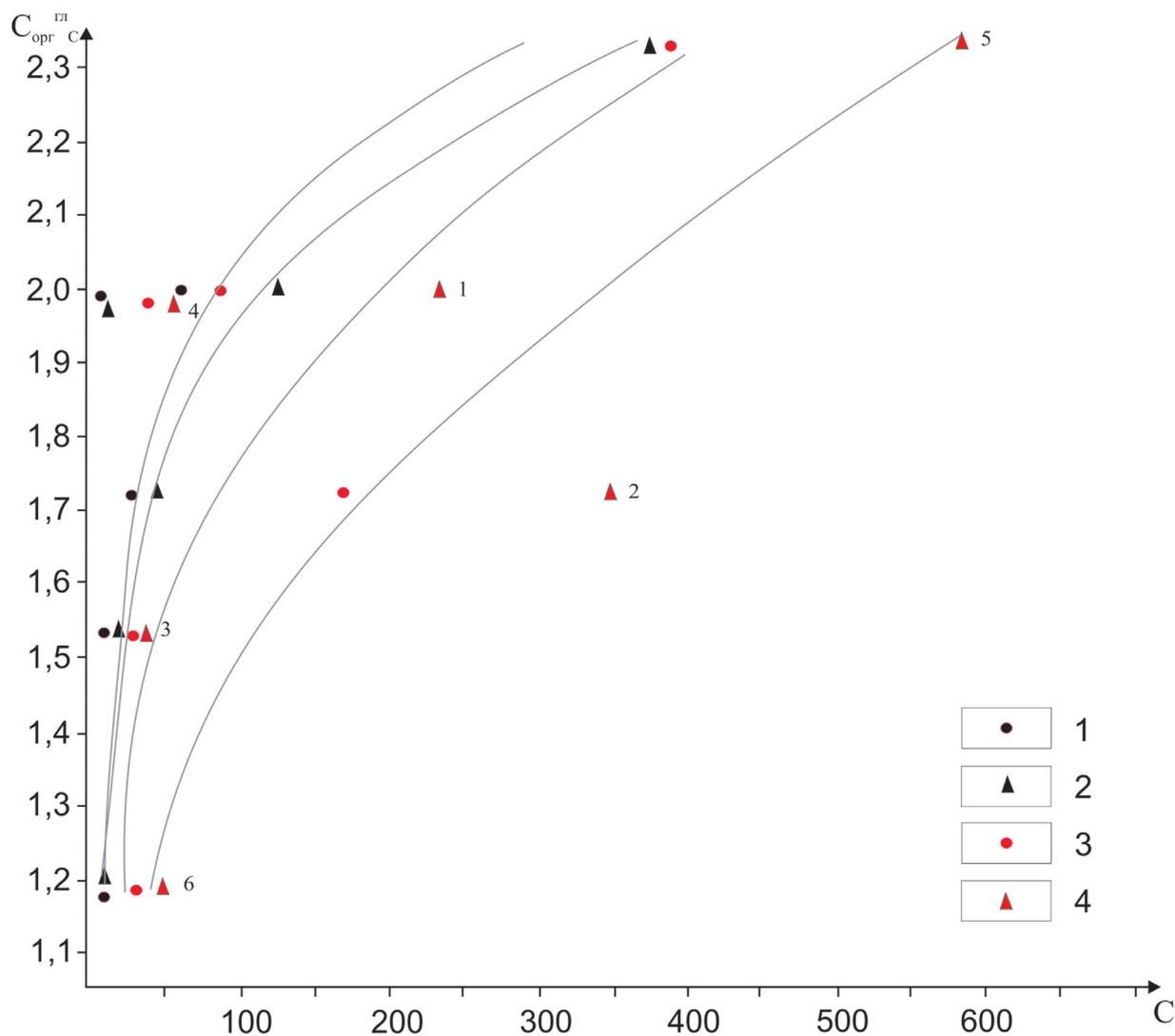


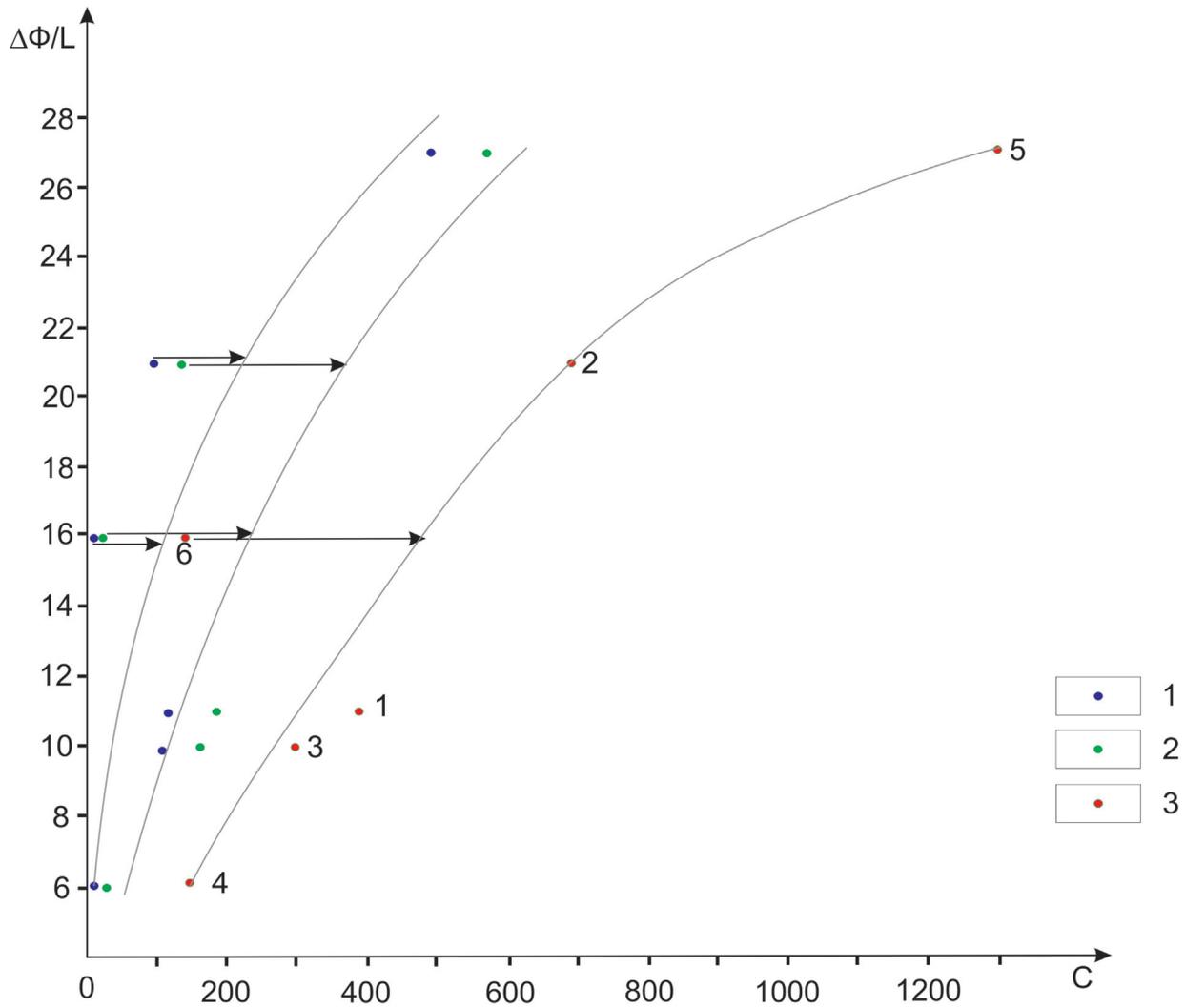
Рис. 3. Зависимость распределения запасов и ресурсов нефти и  $\Sigma$  УВ в отложениях каменноугольного возраста нефтегазоносных районов Рязано-Саратовского прогиба от содержания органического вещества

1 – запасы нефти по категориям А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>, 2 – суммарные запасы углеводородов А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>,  
3 – ресурсы нефти, 4 – суммарные ресурсы углеводородов; *нефтеносные районы*: см. рис. 2

ровые модели. Информационной основой созданной базы данных послужили сведения по 200 месторождениям углеводородов Рязано-Саратовского прогиба. Для создания базы данных использовался Государственный баланс запасов на 01.01.2012 г., структурные карты, карта амплитуд неотектонических движений. Содержание органического вещества в отложениях различного возраста и литологии приведены как средние значения, рассчитанные автором

по данным геохимических исследований (табл. 1).

Для оценки информативности различных параметров, получаемых на разных стадиях геологоразведочных работ, данные по 200 месторождениям нефти и газа использовались как для всего месторождения в целом, так и для отдельных стратиграфических комплексов. Были также рассчитаны средние значения используемых показателей для шести нефтегазоносных районов,



**Рис. 4. Зависимость распределения запасов и ресурсов в НГР от градиента изменения глубин залегания фундамента в направлении к ближайшей впадине второго порядка**

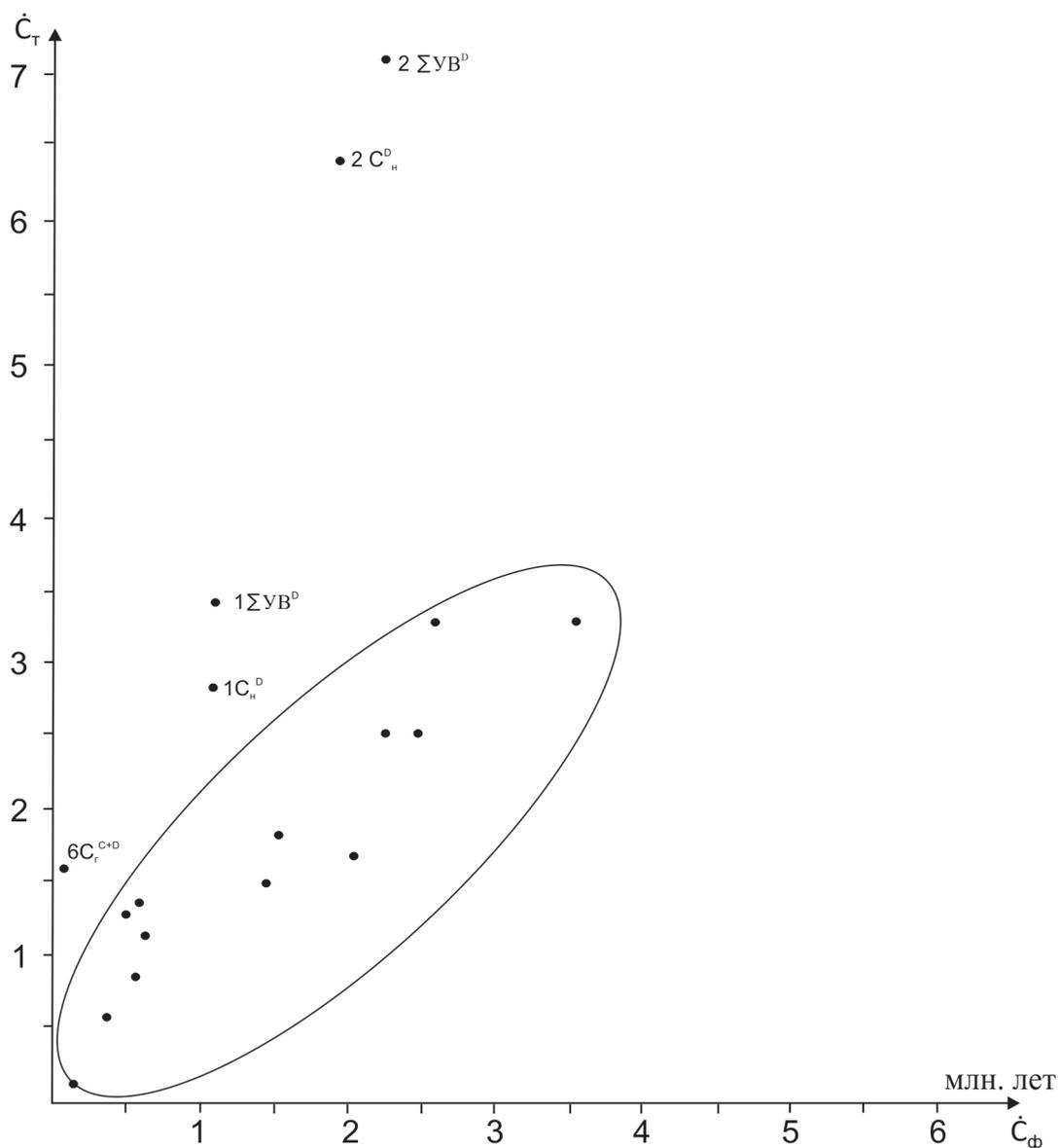
1 – запасы нефти, 2 –  $\sum$  УВ категорий А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>, 3 – начальные суммарные ресурсы по  $\sum$  УВ; нефтеносные районы: см. рис. 2

традиционно выделяемых при количественной оценке ресурсов.

Учитывая высокие миграционные свойства углеводородов, аккумулирующихся в разного типа ловушках, и большие затраты на поиск скоплений, сравнительная оценка информативности косвенных данных, получаемых при наименьших затратах, и их комплексное использование наряду с прямыми характеристиками закономерностей размещения и условий формирования представляется крайне актуальной проблемой. Эту проблему правомерно решать как комп-

лексную задачу, включающую следующие компоненты:

- Применение выявленных закономерностей на относительно слабо изученных территориях Рязано-Саратовского прогиба, главным образом на зональном уровне;
- Выявление по комплексу информативных показателей первоочередных объектов поиска;
- Корректировка выбора первоочередных объектов по комплексу геологических, геохимических и генерационных показателей.



**Рис. 5. Распределение средних запасов углеводородов по месторождениям нефтегазоносных районов Рязано-Саратовского прогиба**

Для обработки большого объема информации в работе широко используются современные компьютерные технологии, такие как ArcInfo, GRID, бассейновое моделирование Temis 2D WeicirFranlab. Эти технологии позволили достаточно быстро и комплексно анализировать различные модели прогнозирования нефтегазоносности на зональном уровне.

Исходя из распределения запасов по различным стратиграфическим комплексам (рис. 1), анализ взаимосвязи запасов и ре-

сурсов углеводородов проводился как отдельно для отложений каменноугольного и девонского возраста, так и в целом для всего палеозоя. В таблице 2 приведены данные по взаимосвязи запасов и ресурсов по нефтегазоносным районам Рязано-Саратовского прогиба с комплексом геолого-геофизических показателей (оранжевым цветом показана наиболее сильная связь).

Наиболее информативным оказалось распределение содержания органического вещества в глинах каменноугольного и де-

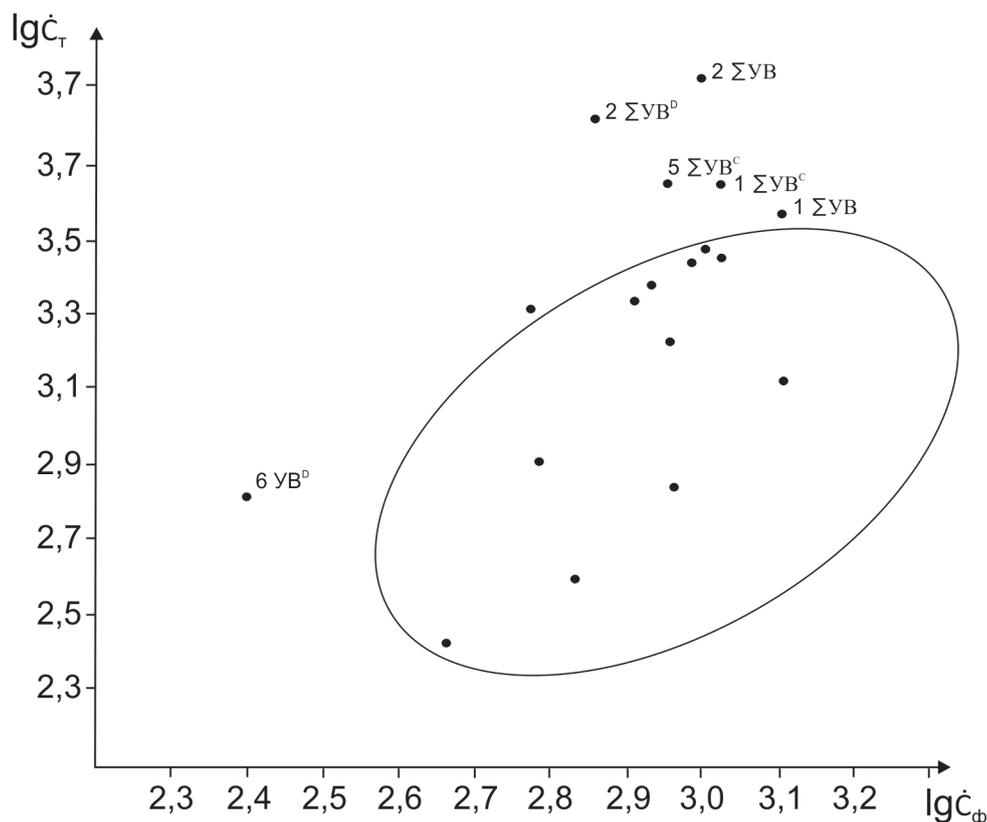


Рис. 6. Распределение средних запасов углеводородов в логарифмическом масштабе по месторождениям нефтегазоносных районов Рязано-Саратовского прогиба

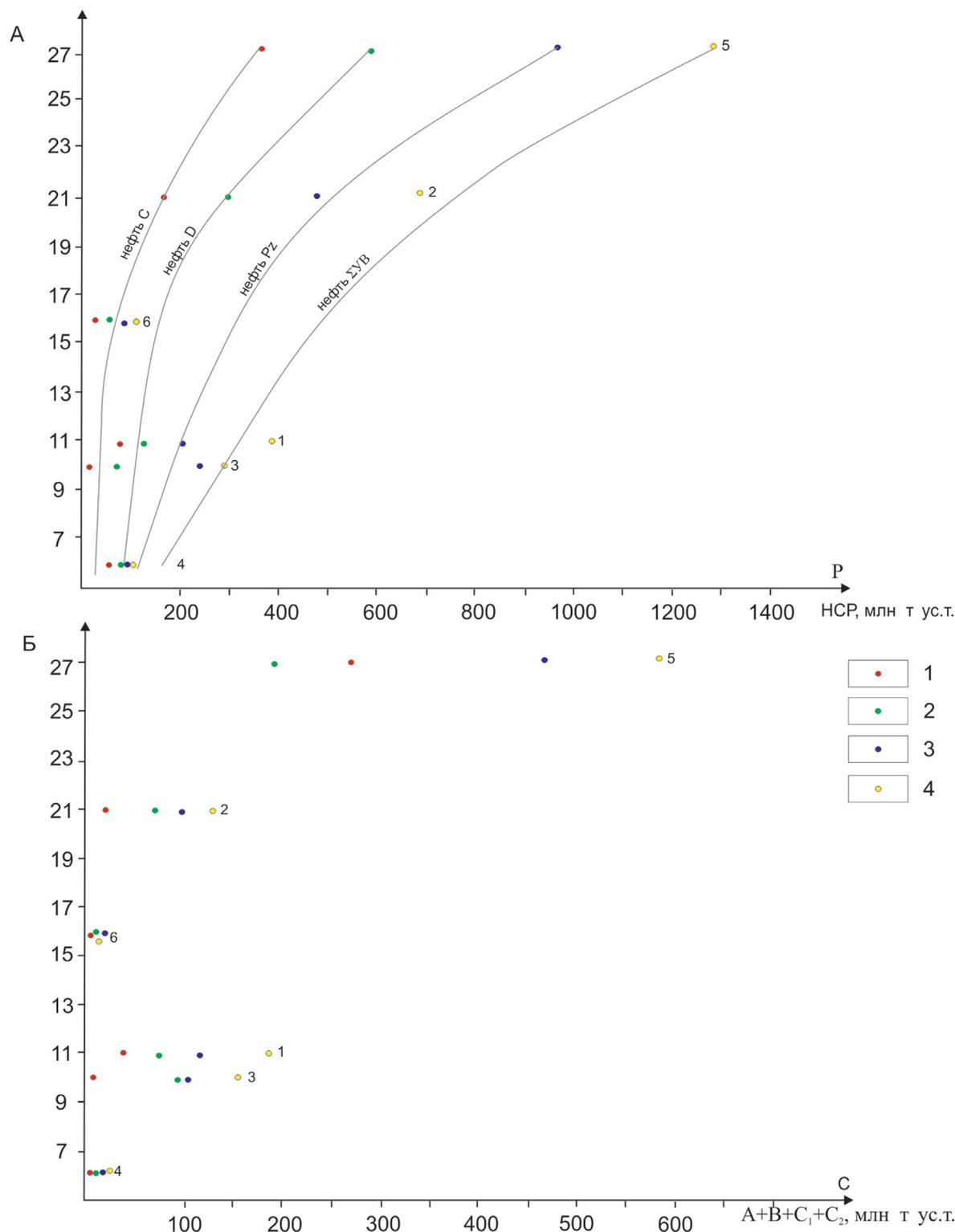
$\dot{C}_\phi$  – фактические,  $\dot{C}_\tau$  – рассчитанные по уравнениям  $\dot{C}_\tau = \phi(S, M_{\text{эф}})$ ,  
 $S$  – площадь структуры  $M_{\text{эф}}$ ,  $M_{\text{эф}}$  – эффективная мощность

вонского возрастов (рис. 2, 3). Также информативным оказалось и распределение месторождений относительно ближайшей впадины второго порядка. Чем больше градиент изменения глубин залегания фундамента в направлении к ближайшей впадине второго порядка, тем больше запасы и ресурсы в нефтегазоносных районах (рис. 4).

На основе информационных показателей построены модели, связывающие средние начальные запасы ( $Q + ABC_1 + C_2$ ) углеводородов в нефтегазоносных районах с распределением информативных факторов. На рисунке 5 приведена зависимость фактических начальных запасов с запасами, рассчитанными по моделям. Полученные закономерности (рис. 5, 6) могут быть использованы для оценки степени недоразведанности нефтегазоносных районов как по фазовому

составу углеводородов, так и по нефтегазоносным комплексам. Эти закономерности можно экстраполировать и на лицензионные участки в пределах нефтегазоносных районов. Когда прогнозируемые запасы оказываются больше фактически выявленных, то можно с уверенностью прогнозировать недоразведанность таких НГР. Например, в Рязано-Саратовском прогибе подобным является Приволжско-Прибортовой НГР, особенно по жидким углеводородам в отложениях девонского возраста, в меньшей степени Саратовский, а также Терсинский по газообразным углеводородам. Кроме того, по этим зависимостям можно корректировать начальные суммарные ресурсы (НСР), давая возможность сравнивать различные методы их прогноза. Так, для Терсинского НГР (рис. 7) НСР на 01.01.2012 г.

ГЕОЛОГИЯ



**Рис. 7. Зависимость распределения начальных суммарных ресурсов УВ (А) и запасов категорий  $A+B+C_1+C_2$  (Б) в нефтегазоносных районах Рязано-Саратовского прогиба от градиента изменения глубин залегания фундамента в направлении к ближайшей впадине второго порядка**

1 – запасы и ресурсы нефти в отложениях каменноугольного возраста, 2 – запасы и ресурсы нефти в отложениях девонского возраста, 3 – запасы и ресурсы нефти в палеозойских отложениях, 4 – запасы и ресурсы  $\Sigma$  УВ в палеозойских отложениях

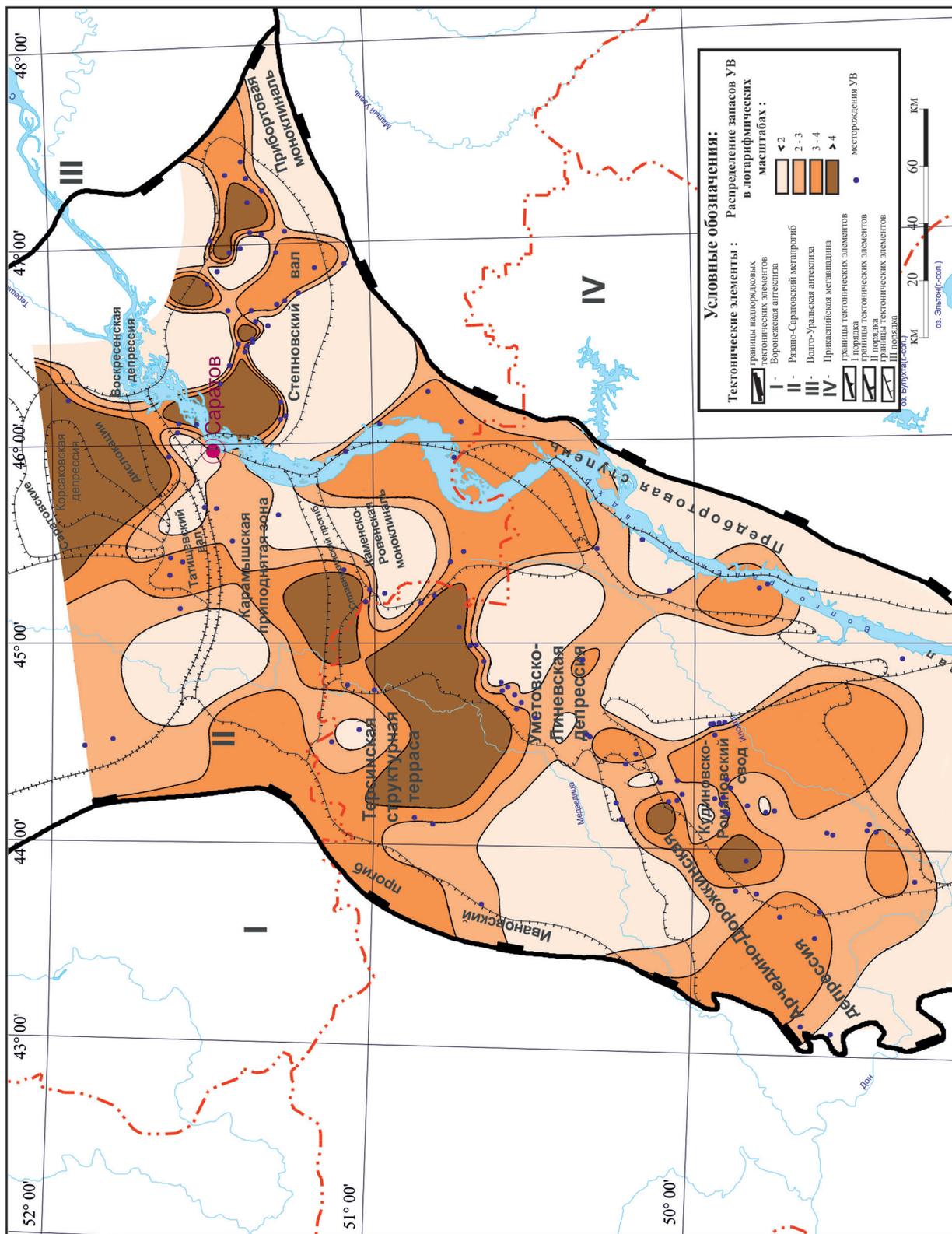


Рис. 8. Распределение запасов углеводородов на месторождениях в отложениях девонского возраста Рязань-Саратовского прогиба

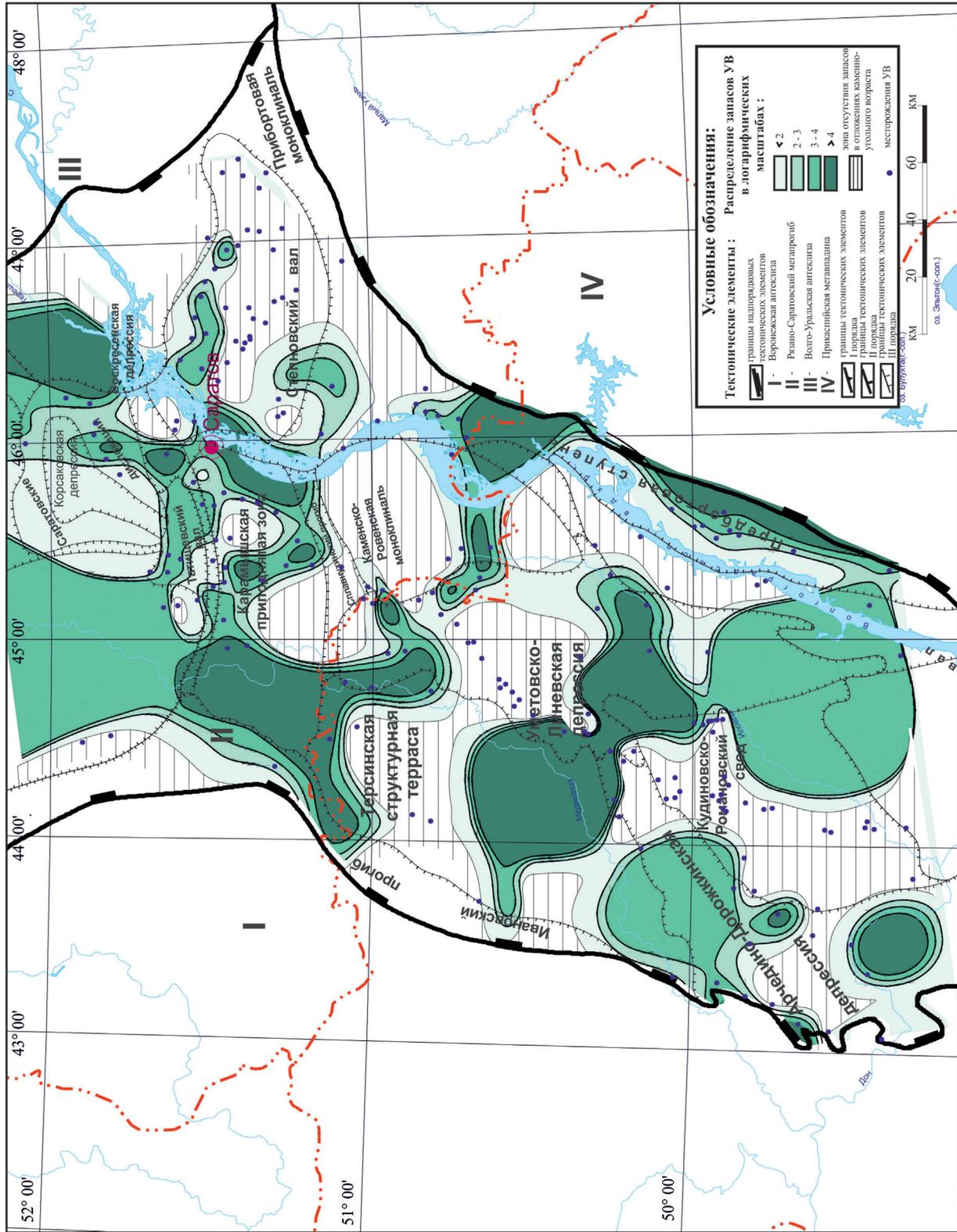


Рис. 9. Распределение запасов углеводородов на месторождениях в отложениях каменноугольного возраста Рязано-Саратовского прогиба

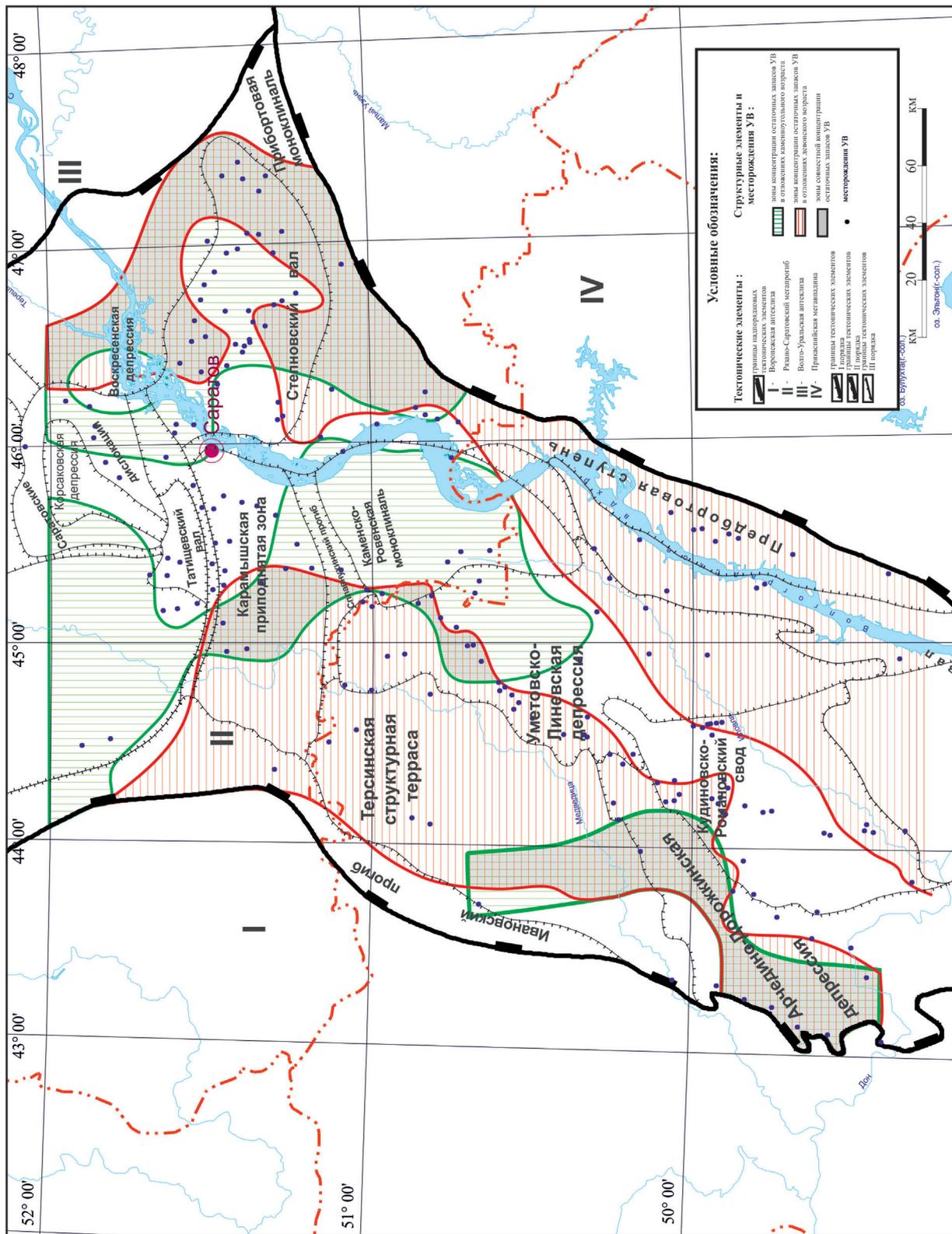


Рис. 10. Зоны концентрации остаточных запасов углеводородов палеозойских отложений Рязано-Саратовского прогиба

оказались явно заниженными, а для пяти других НГР оценки оказались сравнимыми.

На основе созданной базы данных для зонального прогноза нефтегазоносности построены карты распределения текущих запасов по категориям  $A+B+C_1+C_2$  отдельно по каменноугольным и девонским отложениям (рис. 8, 9). Используя полученные модели, по этим данным выполнен прогноз зоны концентрации ресурсов углеводородов для отложений каменноугольного и девонского возрастов (рис. 10). В этих зонах теоретически рассчитанные запасы УВ по моделям прогнозирования больше фактически наблюдаемых на месторождениях. Именно здесь открытие новых месторождений наиболее вероятно.

Результаты выполненных работ и анализ текущего состояния сырьевой базы УВ нераспределенного фонда недр Рязано-Саратовского прогиба показывает, что более перспективными территориями для поиска нефти и газа являются Карамышская приподнятая зона, Каменско-Ровенская моноклиналь и Аткарско-Баландинская зоны в Саратовской области и Арчедино-Дорожкинская депрессия и Предбортовая моноклиналь в Волгоградской области. В пределах этих территорий возможно обнаружение новых объектов для постановки поисковых работ. Кроме того, несомненный интерес представляет район Терсинской террасы, Ивановского прогиба и зоны их сочленения с Воронежской антеклизой. Перечисленные направления охватывают довольно обширную территорию, объединяющую тектонические элементы сложной инверсионной природы. Выполненная работа свидетельствует о значительном резерве этих территорий, в том числе по терригенному девону. Койвенский, бийский, клинцовский и мосоловский продуктивные горизонты остаются малоизученными и перспективными объектами для прироста запасов УВ, как при поиске новых месторождений, так и при доразведке старых. Рекомендация на проведение целенаправленных геолого-геофизических работ в этой зоне обусловлена низкой эффективностью ГРП в Рязано-Саратовском прогибе в целом и особенно при работе с нижними структурными этажами в инверсионных тектонических зонах, несмотря на высокую оценку их перспективности.

#### Л и т е р а т у р а

1. Воробьев В. Я. Информативность методов прогнозирования платформенных структур. – Ленинград: Недра, 1991. – 272 с.

